

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA QUE EJERCEN LAS  
EMULSIONES INVERSAS REVERSIBLES COMO FLUIDOS DE  
COMPLETACIÓN EN LOS POZOS TRABAJADOS EN EL ÁREA  
MAYOR DE ANACO EN PDVSA GAS**

**Realizado por:**

**José Alejandro Pérez Martínez**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para  
Optar al Título de**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Barcelona, Octubre de 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA QUE EJERCEN LAS  
EMULSIONES INVERSAS REVERSIBLES COMO FLUIDOS DE  
COMPLETACIÓN EN LOS POZOS TRABAJADOS EN EL ÁREA  
MAYOR DE ANACO EN PDVSA GAS**

**Realizado por:**

---

**José Alejandro Pérez Martínez**  
**C. I. 18.728.905**

**Revisado por:**

---

**Ing. Roberto Salas**  
Asesor Académico

**Barcelona, Octubre de 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA QUE EJERCEN LAS  
EMULSIONES INVERSAS REVERSIBLES COMO FLUIDOS DE  
COMPLETACIÓN EN LOS POZOS TRABAJADOS EN EL ÁREA  
MAYOR DE ANACO EN PDVSA GAS**

**Realizado por:**

**José Alejandro Pérez Martínez**

**El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:**

**APROBADO**

---

**Ing. Roberto Salas**  
Asesor Académico

---

**Ing. María Galindo**  
Jurado Principal

---

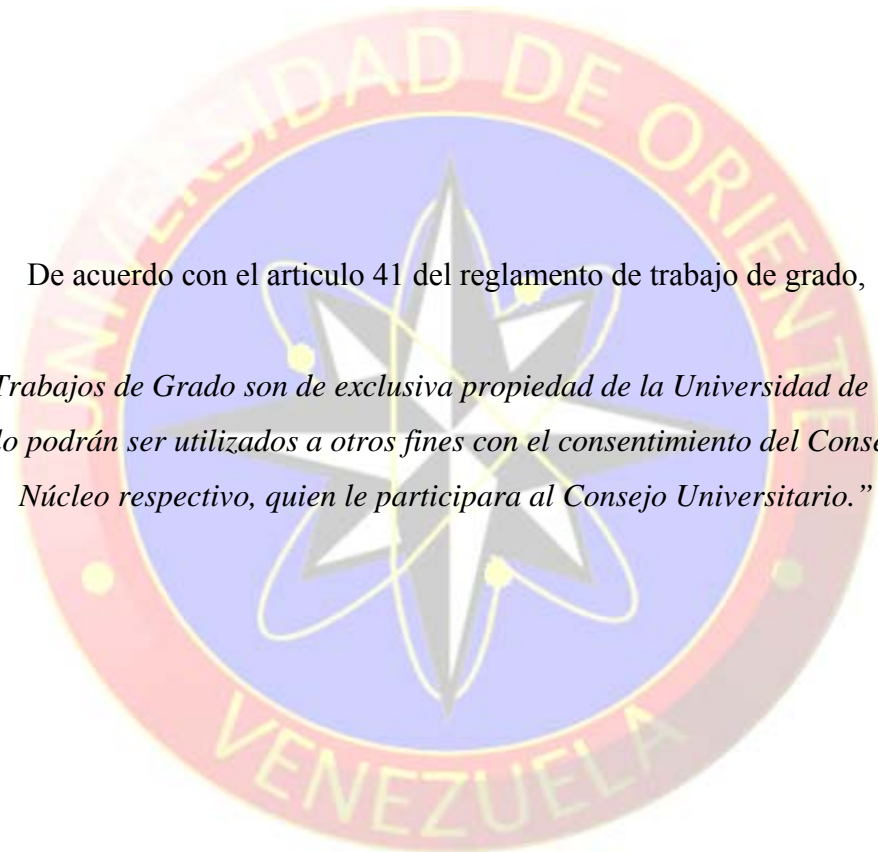
**Ing. Rayda Patiño**  
Jurado Principal

**Barcelona, Octubre de 2011**

## RESOLUCION

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajo de grado,

*“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien le participara al Consejo Universitario.”*





## **DEDICATORIA**

Esta Tesis esta dedicada:

A mi madre Emma Nirma Martínez y mi hermana Patricia del Valle Ojeda Martínez a quienes amo y adoro con todo mi corazón.

A mi padre José Eular Pérez, una persona que me apoyo siempre.

A mi madrina Marlene Calderin, mis tios Genny Alvarenga y Andres Oviedo y mi prima Maria Teresa Oviedo, una bendicion divina de Dios.

A mi madrina Maryluc Arvelo quien estuvo conmigo durante toda mi carrera como Ingeniero de Petróleo.

## **AGRADECIMIENTO**

Mis agradecimientos estan dedicados:

A Dios Todo Poderoso y Jesus hijo, por haberme bendecido con una familia maravillosa y una vida llena de tantas dichas.

A la UNIVERSIDAD DE ORIENTE, Núcleo de Anzoategui por haberme formado como Ingeniero de Petróleo con su excelencia academica y tener el prestigio de obtener mi titulo en una de las universidades más importantes de Venezuela.

A mi asesor Ing. Jhonles Morales, quien me brindó un tema novedoso en la Industria Petrolera y me asesoró en la elaboración de mi trabajo de grado.

A PDVSA Gas, una empresa que me suministró la información necesaria y ayuda profesional para el desarrollo de mi tesis.

A mi madre Emma Nirma Martínez, una persona ejemplar que me inculcó valores como la humildad, honestidad y perceiverancia que me ayudaron a alcanzar mis metas. Simplemente ser Ingeniero de Petróleo jamas se concretaria sino hubieses estado a mi lado, te amo.

A mi hermana Patricia del Valle Ojeda Martínez, con quien puedo contar y reirme en todo momento, mas que una hermana eres mi amiga. Este logro es tuyo, tu gran espiritualidad fue vital para seguir adelante siempre por mis sueños, te amo.

A mi padre Jose Eular Pérez, quien me brindo su apoyo para alcanzar mis metas.

A mi madrina Marlene Alvarenga, mis tios Genny Alvarenga y Andres Oviedo, asi como mi prima Maria Teresa Oviedo, quienes con su espiritu familiar me motivaron a cumplir mis metas y crecer profesionalmente.

A mi madrina Maryluc Arvelo, una persona que me estuvo acompañandome durante toda la carrera ayudandome en lo que necesitaba, asi como su familia Lucila Rosas, Lucimar Arvelo y Vicmar Arvelo.

A mi amiga de siempre Lexser Rivero, a quien quiero mucho y tengo una sólida amistad, donde la confianza y el respeto son las bases fundamentales. Tambien a mis amigas Iris Gamez y Yenny Figuera que siempre han sido muy especial conmigo en todo momento.

A mis amigos de estudios del primer semestre con quienes siempre he podido contar y he vivido excelentes momentos: Sol Rosales, Niurka y Norka Rodriguez (las morochas de cariño), Luis Salazar, Pedro Arredondo, Yonathan Morales, Milexis Bucan, Yusbélis Rosas, Andreina Sinva, Amilcar Sanchez y Jenifer Zerpa.

A mis grandes amigos de estudio como lo son Jesus Lopez y Jose David Terzo, unas personas excelentes con quienes comparti durande toda mi formación academica.

A mis amigos especiales con quienes estúdie la carrera, comparti buenos momentos y quienes me han brindando una amistad sincera: Alexandra Salazar, Oriana Rodriguez, Adriana Caraballo, Andreina Saballo, Daniel Lugo, Carlos Arraiz, Elenitza Medina, Amin El Souki, Hildemer Paul y Norianny Abreu.

Por último y no menos importantes a mis excelentes profesores como lo fueron Jose Ramón “Moncho” Rodriguez, Felix Acosta y Eliezer Sanzonetti por sus buena formación y sus consejos con un gran valor humano.

## CONTENIDO

RESOLUCION .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
CONTENIDO .....	viii
LISTA DE FIGURAS .....	xviii
LISTA DE GRÁFICOS .....	xxv
LISTA DE TABLAS .....	xxxv
RESUMEN.....	xxxviii
CAPÍTULO I.....	40
INTRODUCCIÓN .....	40
1.1. Planteamiento del Problema.....	40
1.2. Objetivos de la Investigación.....	42
1.2.1. <i>Objetivo General</i> .....	42
1.2.2. <i>Objetivos Específicos</i> .....	42
CAPÍTULO II .....	43
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO .....	43
2.1. Área Mayor de Anaco.....	43
2.1.1 <i>Características de las Acumulaciones</i> .....	44
2.1.2 <i>Características Estructurales</i> .....	46
2.1.3 <i>Estratigrafía de los Campos de Anaco</i> .....	47
CAPÍTULO III.....	56
MARCO TEÓRICO .....	56

3.1. Antecedentes.....	56
3.2. Fluido de Completación y Re-acondicionamiento.....	57
3.2.1. <i>Funciones de Fluidos de Completación y Re-acondicionamiento</i> .....	58
3.2.2. <i>Tipo de Fluido de Completación y Re-acondicionamiento</i> .....	58
3.2.2.1. <i>Fluidos Cargados de Sólidos</i> .....	58
3.2.2.3. <i>Fluidos Libres de Sólidos</i> .....	59
3.2.2.4. <i>Fluidos de Agua Transparente</i> .....	60
3.2.2.5. <i>Fluidos de Agua de Mar y Agua producción</i> .....	60
3.2.2.6. <i>Fluidos de Petróleo</i> .....	60
3.2.2.7. <i>Fluidos de Completación</i> .....	61
3.2.2.8. <i>Fluidos de Perforación</i> .....	61
3.2.3. <i>Selección del Fluido de Completación y Re-acondicionamiento</i> .....	62
3.2.3.1. <i>Descripción del Fluido</i> .....	62
3.2.3.2. <i>Componentes de Sistema Fluido Limpio</i> .....	62
3.3. Emulsión.....	63
3.4. Lodos de Emulsión Inversa.....	64
3.4.1. <i>Características de los Lodos de Emulsión Inversa</i> .....	64
3.4.2. <i>Aditivos de la Emulsión Inversa y sus Funciones</i> .....	65
3.4.2.1. <i>Agente viscosificante y termoestabilizador</i> .....	65
3.4.2.2. <i>Agente emulsificante principal</i> .....	66
3.4.2.3. <i>Agente Gelante</i> .....	66
3.4.2.4. <i>Diesel</i> .....	66
3.4.2.5. <i>Cloruro de Calcio</i> .....	67
3.4.2.6. <i>Hidróxido de Calcio Hidratado</i> .....	67
3.4.2.7. <i>Barita</i> .....	67
3.4.3. <i>Aplicaciones de un lodo de Emulsión Inversa</i> .....	67
3.4.3.1. <i>Protección de Arenas Productoras</i> .....	68
3.4.3.2. <i>Perforación de Arcillas Sensibles al Agua</i> .....	68
3.4.3.3. <i>Perforación de Pozos Profundos</i> .....	69

3.4.3.4. <i>Perforación de Formaciones Solubles</i> .....	69
3.4.3.5. <i>Fluido para Toma de Núcleos</i> .....	70
3.4.3.6. <i>Fluido Liberador para Pegas Diferenciales</i> .....	70
3.4.3.7. <i>Arcilla Plástica Fluyente</i> .....	71
3.4.4. <i>Limitaciones de la Emulsión Inversa</i> .....	71
3.5. <i>Emulsión Inversa Reversible (EIR)</i> .....	72
3.6. <i>Emulsión Inversa Conductora de Electricidad</i> .....	74
3.7. <i>Surfactantes</i> .....	74
3.8. <i>Fluido de Completación Emulsionado Empleando La TOFA como Aditivo Surfactante</i> .....	74
3.9. <i>La TOFA</i> .....	76
3.9.1. <i>Mecanismo de Activación Propuesto para la TOFA, como Aditivo Surfactante Cuando se pone en Contacto con una Fase Acuosa Alcalina</i> .....	77
3.9.2. <i>Formación de la Doble Capa Eléctrica en la Superficie de las Gotas de Aceite Dispersas</i> .....	80
3.9.3. <i>Protocolo de Mezcla (Escala Piloto) para la Formulación Base de una Emulsión Inversa Reversible</i> .....	85
3.10. <i>Daño a la Formación</i> .....	86
3.10.1. <i>Clasificación de Daño de Formación</i> .....	87
3.10.2. <i>Clasificación de Daño por Tipo de Taponamiento</i> .....	88
3.10.2.1. <i>Taponamiento Asociados con Sólidos</i> .....	88
3.10.2.2. <i>Taponamiento Asociado con Filtrado de Fluido</i> .....	88
3.10.3. <i>Clasificación de Daño por Reducción de Producción</i> .....	88
3.10.3.1. <i>Reducción de la Permeabilidad Absoluta de la Formación</i> .....	89
3.10.3.2. <i>Daño por Perforación</i> .....	89
3.11. <i>Pseudodaños o Pseudoskin</i> .....	90
3.12. <i>Análisis Cuantitativo del Daño a la Formación</i> .....	91
3.13. <i>Deterioro del Desempeño del Pozo</i> .....	95

CAPÍTULO IV .....	99
MARCO METODOLÓGICO .....	99
4.1. Tipo de Investigación.....	99
4.2. Diseño de la Investigación. ....	99
4.3. Población.....	100
4.4. Muestra.....	100
4.5. Procedimiento Metodológico.....	100
4.5.1. Revisión Bibliográfica.....	100
4.5.1.1. Recopilación de Datos de las Propiedades y Tipo de Fluido Empleado para la Completación.....	101
4.5.2. Selección de los Pozos. ....	101
4.5.3. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas donde se usó las Emulsiones.....	102
4.5.3.1. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena Completada para cada Pozo.....	102
4.5.3.2. RGP y Graveada API del Hidrocarburo Contenido en Cada Arena.....	103
4.5.3.3. Reservas de Hidrocarburos Contendida en las Arenas. ....	104
4.5.3.4. Pruebas de Producción del Yacimiento. ....	105
4.5.3.5. Propiedades Petrofísicas Contendida en las Arenas por los Pozos en Estudio. ....	106
4.5.3.6. Chequeo Mecánico Mediante un Registro de Presión y Temperatura al Pozo.....	110
4.5.4. Comparación las Formulaciones de las Emulsiones Inversas Reversibles usadas en el Distrito Gas Anaco.....	111
4.5.4.1. Formación de las Emulsiones Inversas Reversibles.....	112
4.5.4.2. Preparación de las Emulsiones Inversas Reversibles.....	113
4.5.4.2.1. Determinación de Propiedades.....	116
4.5.4.2.2. Pruebas de Estabilidad Estática. ....	116

4.5.4.2.3. Pruebas de Estabilidad Dinámica. ....	118
4.5.4.2.3.1. Comparación de la Curva de Distribución del Tamaño de Gota Generada por la Formulación de la Emulsión Inversa Reversible utilizando como Surfactante el Nuevo Sistema TOFA y una Emulsión Directa con la Tecnología INTEFLOW®. ....	121
4.5.4.3. Datos Comparativos de la Formulación de Emulsiones Inversas Reversibles con La TOFA Importada, Nuevo Sistema TOFA (Nacional) y la Emulsión Directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado. ....	124
4.5.4.4. Comparación de las Formulaciones de Emulsiones Directas con las Tecnologías INTEFLOW® y su Relación con El Nuevo Sistema TOFA. ....	125
4.5.4.5. Comparaciones del Costo Generados por las Formulación de Emulsión Inversa Reversible utilizando La TOFA Internacional, el Nuevo Sistema TOFA y la Emulsión Directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado (2011). ....	125
4.5.4.6. Estructura de Costos Generados por las Formulación de Emulsión Directa utilizando Tecnología INTEFLOW® Aireado y las Emulsiones Inversas Reversibles con La TOFA Importada, el Nuevo Sistema TOFA (2011). ....	130
4.5.4.7. Comparaciones de la formulación de la Salmuera de Cloruro de Sodio Seco y una Salmuera de NaCL. ....	132
4.5.4.8. Comparación de las Densidades de los Fluidos de Completación usados en el Área Mayor de Anaco. ....	133
4.5.5. Evaluación del Éxito Volumétrico del uso de las Emulsiones Inversas Reversibles en el Distrito Gas Anaco. ....	136
4.5.6. Determinación a través de Simulaciones el Daño a la Formación por el uso de las Emulsiones. ....	140
4.5.6.1. Determinación a través de Simulaciones del Daño Generado por el uso de Salmueras de Cloruro de Sodio en los Trabajos de Completación de los Pozos RG-239 y RG-280 y JM-210. ....	141
4.5.6.1.1. Simulador PIPESIM 2003. ....	142



4.5.6.1.1.1. <i>Sensibilidades Realizadas con el Simulador PIPESIM para la Determinación del Daño Generado por el uso de Salmueras de Cloruro de Sodio en un Pozo Vertical.</i> .....	143
4.5.6.1.1.1.1. <i>Suministros de los Datos de los Fluidos.</i> .....	151
4.5.6.1.1.1.2. <i>Graficas del Análisis Nodal.</i> .....	157
4.5.6.1.2. <i>Sensibilidades Realizadas con el Simulador PIPESIM para la Determinación del Daño Generado por el uso de Salmueras de Cloruro de Sodio en un Pozo Direccional.</i> .....	164
4.5.6.2. <i>Determinación a través de Simulaciones del Daño Generado por el uso de la Emulsión Inversa Reversible en los Trabajos de Completación de los Pozos RG-239 y RG-280 y JM-210.</i> .....	172
4.5.6.2.1. <i>Suministros de los Datos de los Fluidos.</i> .....	175
4.6. <i>Técnicas e Instrumentos para la Recolección de Información</i> .....	185
4.7. <i>Recursos</i> .....	185
CAPÍTULO V .....	188
PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS .....	188
5.1. <i>Selección de los Pozos.</i> .....	188
5.2. <i>Establecimiento de una Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas donde se usó las Emulsiones.</i> .....	188
5.2.1. <i>Completación Realizada al Pozo RG-239.</i> .....	188
5.2.1.1. <i>Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena SA-E (Yacimiento RG-195).</i> .....	189
5.2.1.2. <i>Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena SA-A (Yacimiento RG-134).</i> .....	190
5.2.1.3. <i>Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).</i> .....	191
5.2.2. <i>Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).</i> .....	192

5.2.3. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de la Arena MER-JM (Yacimiento RG-9). .....	203
5.2.4. Completación Realizada al Pozo RG-280. ....	212
5.2.4.1. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena ME-RL (Yacimiento RG-11). ....	212
5.2.4.2. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena ME-O (Yacimiento RG-9). ....	214
5.2.4.3. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). ....	215
5.2.4.4. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas Propuestas a Abandonar.....	217
5.2.4.4.1. Arena ME-O (Yacimiento RG-9).....	217
5.2.4.4.2. Arena ME-RL (Yacimiento RG-11).....	219
5.2.4.5. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas Propuestas a Completar.....	226
5.2.4.5.1. Arena ME-C (Yacimiento RG-29).....	226
5.2.4.5.2. Arena MER-JM (Yacimiento RG-9).....	233
5.2.4. Completación Realizada al Pozo JM-210 (Yacimiento JM-99).....	240
5.2.4.1. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	241
5.2.4.2. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas SJ-A/JM-99.....	242
5.2.4. Comparación de las Formulaciones de las Emulsiones Inversas Reversibles Usadas en el Distrito Gas Anaco. ....	249
5.2.4.1. Formulación de Emulsión Inversa Reversible con el Nuevo Sistema TOFA.....	251
5.2.4.2. Pruebas de Estabilidad Estática. ....	255
5.2.4.3. Pruebas de Estabilidad Dinámica. ....	259

5.2.4.3.1. Comparación de la Curva de distribución del tamaño de gota generada por la Formulación de la Emulsión Inversa Reversible utilizando como Surfactante el Nuevo Sistema TOFA y una Emulsión Directa con la Tecnología INTEFLOW®.....	268
5.2.4.3.2. Comparación del Perfil reológico generado por la Formulación de la Emulsión Inversa con Nuevo Sistema TOFA y la Tecnología INTEFLOW®.....	273
5.2.4.4. Datos Comparativos de la Formulación de Emulsión Inversa Reversible utilizando como Surfactante La TOFA Importada y el Nuevo Sistema TOFA (Nacional) y la Emulsión Directa Formulada con la Tecnología INTEFLOW® Aireado.....	274
5.2.4.5. Comparación las Emulsiones Directas Formuladas con las Tecnología INTEFLOW® y su Relación con la Emulsión Inversa Reversible del Nuevo Sistema TOFA. ....	279
5.2.4.6. Comparaciones del Costos Generados para el Año 2011 por las Formulaciones de las Emulsiones Inversas Reversibles utilizando La TOFA Importada y el Nuevo Sistema TOFA y la Emulsión Directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado. ....	282
5.2.4.6.1. Costos de la Formulación: Caso INTEFLOW® (Emulsión Aireada).	282
5.2.4.6.2. Costos de la Formulación Base: Caso TOFA (Importada). ....	283
5.2.4.6.3. Costos de la Formulación Base: Caso TOFA (Nacional – CVG). ....	284
5.2.4.7. Estructura de los Costos Generados para el Año 2011 por las Formulaciones de las Emulsiones Inversas Reversibles utilizando La TOFA Importada y el Nuevo Sistema TOFA y la Emulsión Directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado. ....	287
5.2.4.8. Comparación de la Formulación de una Salmuera de Sodio (NaCl) con la Emulsión Inversa Reversible del Nuevo Sistema TOFA. ....	289
5.2.4.9. Comparación de las Densidades de los Fluidos de Completación usados en el Área Mayor de Anaco.....	296

5.2.5. Evaluación del Éxito Volumétrico del uso de las Emulsiones Inversas Reversibles en el Distrito Gas Anaco.....	300
5.2.5.1. Evaluación del Éxito Volumétrico para el Pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134). ....	301
5.2.5.2. Evaluación del Éxito Volumétrico para el Pozo RG-280 en la arena ME-C (Yacimiento RG-29).....	304
5.2.5.3. Evaluación del Éxito Volumétrico para el Pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	307
5.2.6. Determinación a través de Simulaciones el Daño a la Formación por el uso de las Emulsiones.....	308
5.2.6.1. Determinación a través de simulaciones del daño generado por el uso de Salmueras de Cloruro de Sodio en los trabajos de completación de los pozos RG-239 y RG-280 y JM-210. ....	309
5.2.6.1.1. Sensibilidades realizadas para la determinación del daño a la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en el Pozo Vertical RG-239.....	309
5.2.6.1.2. Sensibilidades realizadas para la determinación del daño a la arena ME-C (Yacimiento RG-29) en el Pozo Direccional RG-280. ....	328
5.2.6.1.3. Sensibilidades realizadas para la determinación del daño a la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) en el Pozo Vertical JM-210. ....	340
5.2.6.2. Determinación a través de Simulaciones del Daño Generado por el uso del Nuevo Sistema TOFA en los trabajos de completación de los pozos RG-239 y RG-280 y JM-210.....	357
5.2.6.2.1. Sensibilidades Realizadas para la Determinación del Daño a la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en el Pozo Vertical RG-239.....	358
5.2.6.2.2. Sensibilidades Realizadas para la Determinación del Daño a la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) en el Pozo Direccional RG-280. ....	372
CONCLUSIONES .....	385
RECOMENDACIONES.....	388

BIBLIOGRAFIA .....	390
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO .....	392

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1. Ubicación Geográfica del Área Mayor Anaco. ....	43
Fig. 2.2. Mapa Estructural del Área de Anaco y Sección del Campo San Joaquín ...	47
Fig. 2.3 Cuadro de Correlaciones de la Cuenca Oriental de Venezuela .....	49
Fig. 3.1. Estructura de una Emulsión .....	63
Fig. 3.2. Ajuste de la Alcalinidad para Revertir la Emulsión .....	73
Fig. 3.3. Esquema de Obtención del DTO, TOR y TOFA a partir de la Madera del Pino .....	76
Fig. 3.4. Diagrama del Mecanismo de Activación del Aditivo Surfactante TOFA en Presencia de una Fase Acuosa Alcalina.....	78
Fig. 3.5. Diagrama de la Interfase DIESEL/AGUA Activada con MEA .....	79
3.9.2. Formación de la Doble Capa Eléctrica en la Superficie de las Gotas de Aceite Dispersas .....	80
Fig. 3.6. Esquema de la Doble Capa Eléctrica que se Origina en la Emulsiones O/W formuladas.....	81
Fig. 3.7. Esquema del Protocolo de Mezcla (Escala Piloto) para la Formulación Base de una Emulsión Inversa Reversible.....	86
Fig. 3.8. Sistema Típico de Flujo de un Pozo .....	91
Fig. 3.9. Desempeño Reducido del Pozo con Revoque de Filtración Residual Depositado por el Lodo a Base de Petróleo .....	98
Fig. 4.1. Herramienta Microsoft Office Excel. ....	103
Fig. 4.2. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir la Grafica de RGP y Gravedad API vs Fecha.....	104

Fig. 4.3. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir la Grafica de Producción de Gas condensado (Izquierda) y Gravedad API (derecha) vs Fecha para cada Pozo en el Yacimiento RG-134 .....	105
Fig. 4.4. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir la Grafica Porosidades y Estimación de la Porosidad Promedio.....	107
Fig. 4.5. Tipos Distribuciones del Tamaño de las Gotas en las Emulsiones Inversas Reversibles.....	114
Fig. 4.6. Modelo del Tamaño de las Gotas en las Emulsiones Inversas Reversibles.....	115
Fig. 4.7. Grafico. Modelo del Perfil Reológico en Función de la Concentración de KCL.....	116
Fig. 4.8. Modelo del Diámetro de Gota $D_{0,9}$ en Función del Tiempo de Almacenamiento para las Emulsiones.....	117
Fig. 4.9. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento.....	117
Fig. 4.10. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento.....	118
Fig. 4.11. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA y 0,5% KCL.....	120
Fig. 4.12. Modelo del Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5% KCL.....	120
Fig. 4.13. Grafico. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA y 0,5% KCL.....	121

Fig. 4.14. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota. Estudio Comparativo del Nuevo Sistema TOFA con la Tecnología INTEFLOW®. Antes de Envejecer.....	123
Fig. 4.15. Modelo del Perfil Reológico. Estudio Comparativo del Nuevo Sistema TOFA con la Tecnología INTEFLOW®. Antes de Envejecer.....	123
Fig. 4.16. Herramienta Microsoft Office Excel para la Elaboración de una Hoja de Calculo de la Estimación de los Costos Generados por Cada Formulación de Emulsión para el año 2011 .....	126
Fig. 4.17. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir Estructura de Costos Generados por las Formulación de Emulsión Inversa Reversible utilizando el Nuevo Sistema TOFA.....	131
Fig. 4.18. Herramienta Microsoft Office Excel para la Elaboración de las Graficas de Densidades con Formulación usando NaCl Seco (100%) y una Salmuera de NaCl de 10 Lb/gal ) y la Grafica de Punto de Cristalización (formulación usando NaCl en Sacos (100%)).....	133
Fig. 4.19. Herramienta Microsoft Office Excel para la Elaboración de las Graficas de Densidades con el Nuevo Sistema TOFA con relación 30/70 y 40/60, Tecnología INTEFLOW® y Solución de Cloruro de Sodio Seco (NaCl).....	136
Fig. 4.20. Primer proyecto efectuados a los pozos.....	137
Fig. 4.21. Segundo proyecto efectuados en el Pozo JM-210. ....	137
Fig. 4.22. Cronogramas de Actividades Ejecutas y por Ejecutar Durante la Completación de los Pozos RG-239, RG.280 y JM-210. ....	138
Fig. 4.23. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir la Grafica de la Evaluación del Éxito Volumétrico en los pozos completados con Emulsión Inversa Reversible.....	139



Fig. 4.24. Cronogramas de Actividades Ejecutas y por Ejecutar Durante la Completación del Pozo JM-210.....	140
Fig. 4.25. Ventana de Entrada al Software PIPESIM 2003 .....	142
Fig. 4.26. Ventana de Seleccionar una Opción de PIPESIM .....	144
Fig. 4.27. Ventana Principal del Simulador PIPESIM. Diseño del Pozo Vertical JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-210).....	145
Fig. 4.28. Ventana de Terminación Vertical (Barra de Tarea Propiedades).....	146
Fig. 4.29. Ventana de la Tubería de Producción (Barra de Tarea Perfil de Desviación) .....	147
Fig. 4.30. Ventana de la Tubería de Producción (Barra de Tarea Perfil Geotérmico) .....	148
Fig. 4.31. Ventana de la Tubería de Producción (Barra de Tarea Configuración de Tubería).....	149
Fig. 4.32. Ventana del Estrangulador (Barra de Tarea Propiedades).....	149
Fig. 4.33. Ventana de la Línea de Flujo (Barra de Tarea Propiedades) .....	150
Fig. 4.34. Ventana de la Línea de Flujo (Barra de Tarea Transferencia de Calor)...	151
Fig. 4.35. Ventana de Propiedades de “Black Oil” (Barra de Tarea Propiedades)...	152
Fig. 4.36. Ventana de Propiedades de “Black Oil” (Barra de Tarea Datos de Viscosidad, Opcional).....	153
Fig. 4.37. Ventana de Dato Global (Barra de Tarea Correlaciones de Flujo).....	155
Fig. 4.38. Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.....	156
Fig. 4.39. Ventana de Análisis Nodal. ....	157
Fig. 4.40. Primera Gráfica que Genera el Simulador PIPESIM (Tasa de Gas con Daño a la Formación de Cero, S= 0) .....	158

Fig. 4.41. Ventana de Series Selection.....	159
Fig. 4.42. Ventana Editting .....	159
Fig. 4.43. Ventana Simple Plot Setup .....	160
Fig. 4.44. Evaluación de la Tasa de Gas con Daño a la Formación de Cero ( $S= 0$ ). 161	
Fig. 4.45. Sensibilidad al Daño a la Formación (S) en la Ventana de Terminación Vertical.....	162
Fig. 4.46. Obtención del Valor del Daño verdadero de la Formación (S) que reproduce la Tasa de Producción del pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) .....	162
Fig. 4.47. Resultados de Tasa de Gas, Presión de Yacimiento y Valor del Daño a la Formación calculados por el Simulador PIPESIM mediante el Análisis Nodal para el Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	163
Fig. 4.48. Ventana Principal del Simulador PIPESIM. Diseño del Pozo Direccional JM-280 en la Arena ME-C (Yacimiento JM-210) .....	164
Fig. 4.49. Ventana de Terminación Vertical (Barra de Tarea Propiedades).....	166
Fig. 4.50. Ventana de Dato Global (Barra de Tarea Correlaciones de Flujo).....	167
Fig. 4.51. Ventana de Dato Global (Barra de Tarea Perfil de Desviación).....	168
Fig. 4.52. Ventana de Series Selection.....	169
Fig. 4.53. Obtención del Valor del Índice de Productividad del Líquido y Gas con un Daño verdadero de la Formación de 3,5 que reproduce las Tasas de Producción del pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) .....	170
Fig. 4.54. Resultados de Tasa de Gas, Presión de Yacimiento y Valores de los Índices de Productividades del Líquido y Gas para cada Tasa. Cálculos Realizado por el Simulador PIPESIM con el Análisis Nodal para pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	171

Fig. 4.55. Ventana de Terminación Vertical (Barra de Tarea Propiedades).....	173
Fig. 4.56. Ventana de la Tubería de Producción (Barra de Tarea Configuración de Tubería).....	174
Fig. 4.57. Ventana del Estrangulador (Barra de Tarea Propiedades).....	174
Fig. 4.58. Ventana de Propiedades de “Black Oil” (Barra de Tarea Propiedades)...	175
Fig. 4.59. Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.....	176
Fig. 4.60. Ventana de Análisis Nodal .....	177
Fig. 4.61. Primera Gráfica que Genera el Simulador PIPESIM (Tasa de Gas con Daño a la Formación de Cero, S= 0) .....	178
Fig. 4.62. Sensibilidad al Daño a la Formación (S) en la Ventana de Terminación Vertical.....	179
Fig. 4.63. Obtención del Valor del Daño verdadero de la Formación (S) que reproduce la Tasa de Producción del pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) .....	179
Fig. 4.64. Resultados de Tasa de Gas, Presión de Yacimiento y Valor del Daño a la Formación calculados por el Simulador PIPESIM mediante el Análisis Nodal para el Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) .....	180
Fig. 4.65 Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.....	181
Fig. 4.70. Comportamiento de las presiones Generados por los Fluidos en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) Durante la Producción a través del Pozo RG-239 ...	181
Fig. 4.71. Ventana de Series Selection.....	182
Fig. 4.72. Obtención del Valor del Índice de Productividad del Líquido y Gas con un Daño verdadero de la Formación de 104,5 que reproduce las Tasas de Producción del pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).....	183

Fig. 4.73. Resultados de Tasa de Gas, Presión de Yacimiento y Valores de los Índices de Productividades del Líquido y Gas para cada Tasa. Cálculos Realizado por el Simulador PIPESIM con el Análisis Nodal para pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) .....	184
Fig. 5.1. Estabilidad Térmica a 300 °F con Tecnología INTEFLOW® (Derecha) y Nuevo Sistema TOFA (Izquierda). Formulaciones realizadas por PDVSA Intevep-CVG .....	277

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 5.1. RGP en la Arena SJ-A/RG-134 .....	192
Gráfico 5.2. °API del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/RG-134 .....	193
Gráfico 5.3. Comportamiento Productivo de la Arena SJA (Yacimiento RG-134) en el Pozo RG-239 .....	194
Gráfico 5.4. Producción de Gas en el Yacimiento RG-134 .....	197
Gráfico 5.5. °API del Hidrocarburo en el Yacimiento RG-134 .....	198
Gráfico 5.6. Producción de Fluidos en el Yacimiento RG-134 .....	199
Gráfico 5.7. Presiones en los Pozos que Producen Fluidos del Yacimiento RG-134 .....	200
Gráfico 5.8. °API del Hidrocarburo en el Yacimiento RG-9 .....	204
Gráfico 5.9. Producción de Gas y Petróleo en el Yacimiento RG-9 .....	205
Gráfico 5.10. Porcentaje de Agua y Sedimentos por Pozo en el Yacimiento RG-9 .....	206
Gráfico 5.11. Comportamiento Productivo en la Arena MER-JM (Yacimiento RG-9) .....	207
Gráfico 5.12. Presión de Cabezal por Pozo que Producen Fluidos del Yacimiento RG-9 .....	211
Gráfico 5.13. Producción Acumulada de Fluidos para el pozo RG-195 en el Yacimiento RG-9 .....	218
Gráfico 5.14. °API del Hidrocarburo en la Arena ME-RL/RG-11 .....	220
Gráfico 5.15. Producción de Petróleo y Agua con %AyS para el Pozo RG-280 en la Arena ME-RL/RG-11 .....	221

Grafico 5.16. Produccion de Gas, Petróleo y %AyS para el Pozo RG-280 en la Arena ME-RL/RG-11. ....	222
Gráfico 5.17. Estimación de la Porosidad Promedio de la Arena ME-RL/RG-11 ...	224
Gráfico 5.18. RGP en el Yacimiento RG-29.....	226
Gráfico 5.19. RGP del Hidrocarburo en el Yacimiento RG-29.....	227
Gráfico 5.20. Producción Acumulada de Petróleo y Agua en el Yacimiento RG-29. ....	228
Gráfico 5.21. Producción Acumulada de Gas en el Yacimiento RG-29.....	228
Gráfico 5.22. Comportamiento Productivo de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) ....	229
Gráfico 5.23. Estimación de la Porosidad promedio en la Arena ME-C/RG-29 .....	232
Gráfico 5.24. °API del Hidrocarburo en la Arena MER-JM/RG-9.....	235
Gráfico 5.25. RGP por Pozo en la Arena MER-JM/RG-9.....	235
Gráfico 5.26. Producción Acumulada de Petróleo en la Arena MER-JM .....	236
RG-9.....	236
Gráfico 5.27. Producción Acumulada de Gas en la Arena MER-JM/RG-9 .....	237
Gráfico 5.28. Producción Acumulada de Agua en la Arena.....	237
MER-JM/RG-9.....	237
Gráfico 5.29. Comportamiento Productivo de la Arena MER-JM (Yacimiento RG-9) ....	238
Gráfico 5.30. °API del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/JM-99. ....	243
Gráfico 5.31. RGP del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/JM-99 .....	243

Gráfico 5.32. Variación de la Producción Acumuladas de Petróleo por Pozo en la Arena SJ-A/JM-99 .....	245
Gráfico 5.33. Variación de la Producción Acumuladas de Gas por Pozo en la Arena SJ-A/JM-99 .....	245
Gráfico 5.34. Variación de la Producción Acumuladas de Agua por Pozo en la Arena SJ-A/JM-99 .....	246
Gráfico 5.35. Comportamiento Productivo del Pozo JM-210 en la Arena S-JA (Yacimiento JM-99).....	247
Gráfico 5.36. Diámetro de Gota en Función de la Concentración de KCL para las Emulsiones Activadas con 0,5% de MEA: a) WOR 30/70, b) WOR 40/60.....	251
Gráfico 5.37. Curva de Distribución de Diámetro de Gota en Función de la Concentración de KCL (1,5% TOFA - 0,5% MEA): a) WOR 30/70, b) WOR 40/60 .....	252
Gráfico 5.38. Curva de Distribución de Diámetro de Gota en Función de la Concentración de KCL (2,0% TOFA -0,5% MEA): a) WOR 30/70, b) WOR 40/60 .....	253
Gráfico 5.39. Perfil Reológico en Función de la Concentración de KCL (1,5% TOFA - 0,5% MEA): a) WOR 30/70, b) WOR 40/60 .....	254
Gráfico 5.40. Perfil Reológico en Función de la Concentración de KCL (2,0% TOFA - 0,5% MEA): a) WOR 30/70, b) WOR 40/60 .....	254
Gráfico 5.41. Diámetro de gota D <sub>0,9</sub> en Función del Tiempo de Almacenamiento para las Emulsiones Estabilizadas con 1,5% de TOFA y Activadas con 0,5% de MEA: a) WOR 30/70, b) WOR 40/60 .....	255
Gráfico 5.42. Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	256

Gráfico 5.43. Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento para la Formulación WOR 40/60 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	256
Gráfico 5.44. Perfil Reológico en Función del Tiempo de Almacenamiento para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	257
Gráfico 5.45. Perfil Reológico en Función del Tiempo de Almacenamiento para la Formulación WOR 40/60 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	257
Gráfico 5.46. Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	259
Gráfico 5.47. Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 250 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	260
Gráfico 5.48. Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 300 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	260
Gráfico 5.49. Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 350 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	261
Gráfico 5.50. Curva de Distribución de Tamaño de Gota para la Prueba de Formación a Diferentes Temperaturas: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.....	264
Gráfico 5.51. Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL .....	265



Gráfico 5.52. Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 250 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL .....	266
Gráfico 5.53. Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 300 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL .....	266
Gráfico 5.54. Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 350 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL .....	267
Gráfico 5.55. Curva de distribución de tamaño de gota. Estudio comparativo del Nuevo Sistema TOFA con la tecnología INTEFLOW®: a) antes de envejecer, b) después de envejecer .....	269
Gráfico 5.56. Perfil reológico. Estudio comparativo con la tecnología INTEFLOW®: a) antes de envejecer, b) después de envejecer .....	270
Gráfico 5.57. Curva de distribución de tamaño de gota con El Nuevo Sistema TOFA y Tecnología INTEFLOW® .....	271
Gráfico 5.58. Perfil reológico con El Nuevo Sistema TOFA y Tecnología INTEFLOW® .....	271
Gráfico 5.59. Perfil reológico de la Emulsión Inversa con Nuevo Sistema TOFA y la Tecnología INTEFLOW® .....	273
Gráfico 5.60. Estructura de Costos de la Formulación de la Emulsión Directa utilizando Tecnología INTEFLOW® Aireado .....	287
Gráfico 5.61. Estructura de Costos de la Formulación de la Emulsión Inversa utilizando La TOFA Importada.....	287
Gráfico 5.62. Estructura de Costos de la Formulación de la Emulsión Inversa utilizando El Nuevo Sistema TOFA (Nacional) .....	288

Gráfico 5.63. Punto de Cristalización usando NaCl Seco (100%).....	290
Gráfico 5.64. Densidad con el Aumento de NaCl Seco.....	292
Gráfico 5.65. Comparación de la Densidad de la Formulación del NaCl Seco y Salmuera de Cloruro de Sodio .....	293
Gráfico 5.66. Densidades que se pueden Obtener con Cloruro de Sodio y Agua Dulce (Salmuera de Sodio) con respecto a cada Formulación de los Fluidos de Completación Aplicados en el Área Mayor de Anaco.....	297
Gráfico 5.67. Densidades que se pueden Obtener con cada Formulación de los Fluidos de Completación Aplicados en el Área Mayor de Anaco .....	298
Gráfico 5.68. Producción de Líquidos del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). .....	301
Gráfico 5.69. Producción de Gas del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). .....	302
Gráfico 5.70. Producción de Petróleo del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). .....	303
Gráfico 5.71. Producción de Líquidos del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). .....	304
Gráfico 5.72. Producción de Gas del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). .....	305
Gráfico 5.73. Producción de Petróleo del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). .....	306
Gráfico 5.74. Determinación del Daño a la Formación de la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) del pozo RG-239 .....	310
Gráfico 5.75. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=17) .....	320

Gráfico 5.76. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=17).....	321
Gráfico 5.77. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=17).....	322
Gráfico 5.78. Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 935,7 Psia, Qg= 1,719 MMPCN/D, Qo= 11,085, Red. = 7/8" y un S=17. Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) .....	323
Gráfico 5.79. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas con Daño a la Formación (S=17).....	327
Gráfico 5.80. Determinación del Daño a la Formación de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) del pozo RG-280.....	328
Gráfico 5.81. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).....	331
Gráfico 5.82. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=1,65).....	332
Gráfico 5.83. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=1,65).....	334
Gráfico 5.84. Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 1174,7 Psia, Qg= 0,885 MMPCN/D, Qo= 3,106, Red.= 1/2" y un S= 1,65. Arena ME-C (Yacimiento RG-29) .....	335
Gráfico 5.85. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas sin Daño a la Formación (S=1,65).....	339
Gráfico 5.86. IPR del Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	340

Selección del Reductor que se Ajuste a la Prueba de Producción de la Fecha la Septiembre 2010 Utilizando la Grafica de Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S= 0). .....	340
Gráfico 5.87. Determinación del Daño a la Formación de la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) del pozo RG-210 .....	341
Gráfico 5.88. IPR del Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	347
Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=3,5). .....	347
Gráfico 5.89. IPR del Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	349
Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=3,5).....	349
Gráfico 5.90. IPR del Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	350
Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=3,5).....	350
Gráfico 5.91. Comportamiento de las Presiones Generados por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 905,7 Psia, Qg= 2,639 MMPCN/D, Qo= 2,001, Red.= 1/2" y un S=3,5. Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).....	351
Gráfico 5.92. IPR del Pozo RG-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99). Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas sin Daño a la Formación (S=3,5).....	356
Gráfico 5.93. Determinación del Daño a la Formación de la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) del pozo RG-239 .....	359
Gráfico 5.94. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=104,5) .....	361
Gráfico 5.95. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=104,5).....	362
Gráfico 5.96. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=104,5).....	363

Gráfico 5.97. Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 935,7 Psia, $Q_g = 0,4$ MMPCN/D, $Q_o = 4,998$ BN/D, Red. = 3/8" y un $S = 104,5$ . Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) .....	364
Gráfico 5.98. Daños Generados a la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).....	367
Gráfico 5.99. Producción de Fluidos del pozo RG-239 para año 2010 (Completado con Salmuera de NaCl) y 2011 (Re-acondicionado con Emulsión TOFA) en la Arena SJ-A (Yacimiento Rg-134) .....	368
Gráfico 5.100. Presiones Generadas en el Sistema de Producción del Pozo RG-239 por los Fluidos para año 2010 (Completado con Salmuera de NaCl) y 2011 (Re-acondicionado con Emulsión TOFA) en la Arena SJ-A (Yacimiento Rg-134).....	370
Gráfico 5.101. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas con Daño a la Formación ( $S = 104,5$ ).....	371
Gráfico 5.102. Determinación del Daño a la Formación de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) del pozo RG-280.....	372
Gráfico 5.103. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación ( $S = 2,775$ ) .....	374
Gráfico 5.104. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación ( $S = 2,775$ ).....	375
Gráfico 5.105. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación ( $S = 2,775$ ).....	376
Gráfico 5.106. Comportamiento de las Presiones Generados por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 1174.7 psia, $Q_g = 0,019$ MMPCN/D, $Q_o = 4,008$ BN/D, Choke= 5/8" y un $S = 2,775$ .....	377
Gráfico 5.107. Daños Generados a la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).....	380

Gráfico 5.108. Producción de Fluidos del pozo RG-280 para año 2010 (Completado con Salmuera de NaCl) y 2011 (Re-acondicionado con Emulsión TOFA) en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) .....	381
Gráfico 5.109. Presiones Generadas en el Sistema de Producción del Pozo RG-239 por los Fluidos para año 2010 (Completado con Salmuera de NaCl) y 2011 (Re-acondicionado con Emulsión TOFA) en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).....	382
Gráfico 5.110. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas sin Daño a la Formación (S=2,775).....	384

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Propiedades y Composiciones Típicas de TOFA .....	81
Tabla 3.2. Grados I-III del TOFA .....	82
Tabla 3.3. Formulación de una Emulsión Inversa Reversible (en éste Caso Actúa Como una Emulsión Directa).....	83
Tabla 3.4. Valores Típicos de Daño (Skin).....	95
Tabla 4.1. Data Petrofísicos de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).....	107
Tabla 4.2. Data Petrofísicos de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29), Continuación .....	108
Tabla 4.3. Porosidades Promedios en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).....	108
Tabla 4.4. Valores de las Densidades Ejercidas para las emulsiones con relación WOR 30/70 y 40/60, estabilizadas con 1,5% y 2,0% de TOFA y activadas con 0,5% de MEA .....	134
Tabla 4.5. Valores de las Densidades Ejercidas para las Formulaciones con Tecnología INTEFLOW® .....	134
Tabla 4.6. Formulación de una Solución de Cloruro de Sodio Seco (NaCl) requerida para hacer 1 barril (42 galones).....	135
Tabla 4.7. Arenas Propuestas a Re-acondicionamiento Pautado por PDVSA Gas Anaco para el Año 2011 con Emulsión Inversa Reversible (Nuevo Sistema TOFA) .....	142
Tabla 5.1. Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena SJ-A/RG-134.....	201
Tabla 5.2. Chequeo Mecánico Realizado el 27/01/2010 Mediante un Registro de Presión y Temperatura al Pozo RG-239 (Arena SJA/RG-134) .....	202

Tabla 5.3. Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena MER-JM/RG-9 .....	209
Tabla 5.4. Chequeo Mecánico Realizado en Abril 2008 Mediante un Registro de Presión y Temperatura en la Arena MER-JM/RG-9.....	209
Tabla 5.5. Resultados de Porosidad y Saturación de Agua Promedio en la Arena MERL/RG-11.....	224
Tabla 5.6. Resultados de Porosidad y Saturación de Agua Promedio en la Arena MEC/RG-29 .....	232
Tabla 5.7. Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena MER-JM/RG-9. ....	239
Tabla 5.8. Propiedades Petrofísicas en la Arena SJ-A/JM-99 y Presión de Formación .....	249
Tabla 5.9. Valores de pH y densidad obtenidos para las emulsiones con relación WOR 30/70 y 40/60, estabilizadas con 1,5% y 2,0% de TOFA y activadas con 0,5% de MEA .....	258
Tabla 5.10. Datos Comparativos de la Formulación de Emulsión Inversa y Emulsión Directa.....	274
Tabla 5.11. Formulaciones con Tecnología INTEFLOW®.....	279
Tabla 5.12. Costos de la Formulación INTEFLOW® (Emulsión Aireada) .....	282
Tabla 5.13. Costos de la Formulación TOFA (Importada).....	283
Tabla 5.14. Costos de la Formulación TOFA (Nacional – CVG).....	284
Tabla 5.15. Formulación de una Solución de Cloruro de Sodio (NaCl) requerida para hacer 1 barril (42 galones). Puede usarse cloruro de sodio seco o salmuera de cloruro de sodio para producir el punto de cristalización (CP) requerido.....	289
Tabla 5.16. Formulación de una Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) .....	294
Sin la Adición de Soda Cáustica.....	294



Tabla 5.17. Valor Aproximado de pH de una Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) Sin la Adición de Soda Cáustica. ....	294
Tabla 5.18. Formulación de una Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) con la Adición de Soda Cáustica. ....	295
Tabla 5.19. Valor Aproximado de pH de una Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) Sin la Adición de Soda Cáustica. ....	295
Tabla 5.20. Presiones Obtenidas Durante de Perforación de la Fase 6-1/2” .....	311
Tabla 5.21. Producción del Pozo RG-239.....	316
Tabla 5.22. Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-239 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha 14-09-2010.....	325
Tabla 5.23. Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-280 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha (04-08-2008).....	337
Tabla 5.24. Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo JM-210 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha de Septiembre 2010 .....	354
Tabla. Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-239 cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio para la fecha 14/ 09/ 2010 con respecto al Nuevo Sistema TOFA el 28/06/2011 .....	366
Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-280 cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio para la fecha 04-08-2008 con respecto al Nuevo Sistema TOFA el 28/06/2011 .....	379

## RESUMEN

La presente investigación muestra una novedosa tecnología en fluido de completación llamada “Nuevo Sistema TOFA”, una emulsión inversa reversible patentada por PDVSA Intevep y CVG. La necesidad de extraer hidrocarburo económicamente rentable sin la necesidad de perforar un pozo nuevo, ha promovido a PDVSA Gas de completar las arenas petrolíferas donde ha declinado considerablemente la presión. Por éste motivo en el proyecto se analizó la influencia que ejercen las emulsiones inversas reversibles como fluidos de completación en los pozos trabajados en el Área Mayor de Anaco.

Inicialmente se seleccionó los pozos RG-239, RG-280 y JM-210 los cuales presentaban yacimientos de baja presión, descenso en la producción de hidrocarburos y cuyas arenas interceptadas por los pozos estaban propuestas para ser completadas con el fluido de completación TOFA. Seguidamente se describió el yacimiento y propiedades petrófísicas de cada arena, adicionalmente se estudió el equipo de completación para su explotación. Posteriormente se investigó las formulaciones que eran utilizadas para completar los pozos en el Área Mayor de Anaco y se comparó con la nueva tecnología. Luego se analizó la producción obtenida de hidrocarburos después del re-acondicionamiento de los pozos con TOFA a fin de evaluar el éxito volumétrico y finalmente se simuló con PIPESIM para determinar el daño con la aplicación de la Salmuera de Cloruro de Sodio en los pozos en estudio y el valor obtenido con el Nuevo Sistema TOFA.

Con el estudio se obtuvo que la emulsión inversa reversible con el Nuevo Sistema TOFA presentó estabilidad a mayores temperaturas y concentraciones de KCL con respecto a la tecnología INTEFLOW® y también fue la formulación más económicamente rentable para ser utilizada como fluido de completación en los pozos

en estudio del Area Mayor de Anaco. La arena SJ-A (yacimiento RG-134) presentó un daño a la formación elevado durante la primera completación del pozo RG-239 con la Salmuera de Cloruro de Sodio y se agravó en el re-acondicionamiento con TOFA. La arena ME-C (yacimiento RG-29) drenó bien las reservas de hidrocarburos con el recañoneo efectuado en el año 2011, garantizandose así el éxito volumetrico en el pozo RG-280.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Planteamiento del Problema.

A principios del siglo XX los lodos aplicados para la perforación en los yacimientos de hidrocarburos estaban constituidos de agua con arcilla, pero éste presentaba carencia para controlar las propiedades reológicas y es a partir del año 1950 cuando se desarrollan los fluidos base aceite. En 1960 se comenzaron a utilizar emulsiones base aceite, o emulsiones inversas, en la Cuenca de Los Ángeles, California, USA, donde el alto contenido de agua de estos lodos (40% de agua emulsionada en petróleo refinado) los hacía menos inflamables y menos costosos que los lodos base aceite más concentrados.

La perforación a través de lutitas hidratables han obligado a los perforadores a optar entre utilizar un lodo base aceite para estabilizar las lutitas del pozo, con el riesgo de deteriorar la terminación o aplicar un lodo a base de agua que resulta fácil de limpiar y aumenta gradualmente el riesgo de la perforación. Es por ello, que los trabajos que desarrolla PDVSA Gas durante la perforación de pozos en la zona productora ubicada del Área Mayor de Anaco, utilizan un lodo de emulsión inversa reversible a base de aceite, que luego lo convierten a uno base agua durante la etapa de terminación, esto debido a que el Área Mayor de Anaco está conformada por los Campos Santa Rosa y San Joaquín, cuya complejidad geológica, presencia de gas superficial, arcillas altamente hidratables tipo “Gumbo” y reservorios de baja presión son un reto operacional durante la construcción de los hoyos superficiales y por limitaciones ambientales deben usarse fluidos de perforación inhibitorios a base de agua.

Sin embargo, la utilización de las emulsiones inversas reversibles como fluido de completación podría causar un deterioro en la productividad del pozo, que ocurriría en la roca del yacimiento, en la pared del pozo o puede estar relacionado con el taponamiento del equipo de terminación y los empaques con grava como consecuencia del desplazamiento deficiente del lodo a base aceite y del revoque de filtración humedecido con aceite.

Basado en la problemática anterior, el presente proyecto se analizará la influencia que ejercen las emulsiones inversas reversibles como fluidos de completación en los pozos trabajados en el Área Mayor de Anaco en PDVSA Gas. Esto se realizará estableciendo una descripción del tipo de fluido que posee el yacimiento, así como las características petrofísicas del último nombrado, la cual, se obtendrá con los registros realizados de los pozos en estudio y la caracterización estática inicial. Luego se comparará las formulaciones de las emulsiones inversas reversibles empleadas en la completación de varios pozos, con el fin de observar el comportamiento que manifiesta, las consecuencias por su utilización y diagnosticar cuál es la formulación que presenta mejor rentabilidad económica para aplicarse en los pozos en estudio de este proyecto. Posteriormente, se evaluará el éxito volumétrico por el uso de las emulsiones inversas reversibles en los pozos y con los datos suministrados de producción y la caracterización de yacimiento se simulará con PIPESIM el daño causado a la formación por el uso de las emulsiones inversas reversibles, con el fin de demostrar si el lodo que posea tanto características externas del aceite para la perforación como características del agua para procesos de terminación de pozos, proporcionaría la solución definitiva en lo que respecta a la eficiencia de la completación y desempeño del pozo.

## **1.2. Objetivos de la Investigación.**

### **1.2.1. Objetivo General.**

Analizar la influencia que ejercen las emulsiones inversas reversibles como fluidos de completación en los pozos trabajados en el Área Mayor de Anaco en PDVSA Gas.

### **1.2.2. Objetivos Específicos.**

1. Establecer una descripción del fluido y características petrofísicas de las arenas donde se usó las emulsiones.
2. Comparar las formulaciones de las emulsiones inversas reversibles usadas en el Distrito Gas Anaco.
3. Evaluar el éxito volumétrico del uso de las emulsiones inversas reversibles en el Distrito Gas Anaco.
4. Determinar a través de simulaciones el daño a la formación por el uso de las emulsiones.

## CAPÍTULO II

### DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

#### 2.1. Área Mayor de Anaco.

El Área Mayor de Anaco esta localizada en el sector norte del flanco meridional de la Cuenca Oriental, en la Subcuenca de Maturín, en el bloque al norte del Corrimiento de Anaco. Específicamente en el área geográfica de los Municipios Freites y Aguasay, a 70 Km. de la Ciudad de Anaco y 50 Km. de la Ciudad de Cantaura, en dirección sureste. Abarca una extensión superficial aproximadamente de 14500 km<sup>2</sup>. Esta integrada por los campos petrolíferos: El Toco, Santa Ana, San Roque, San Joaquín, Guario, El Roble y Santa Rosa, de suroeste a noreste (Figura 2.1). La historia de esta área encierra: tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión.

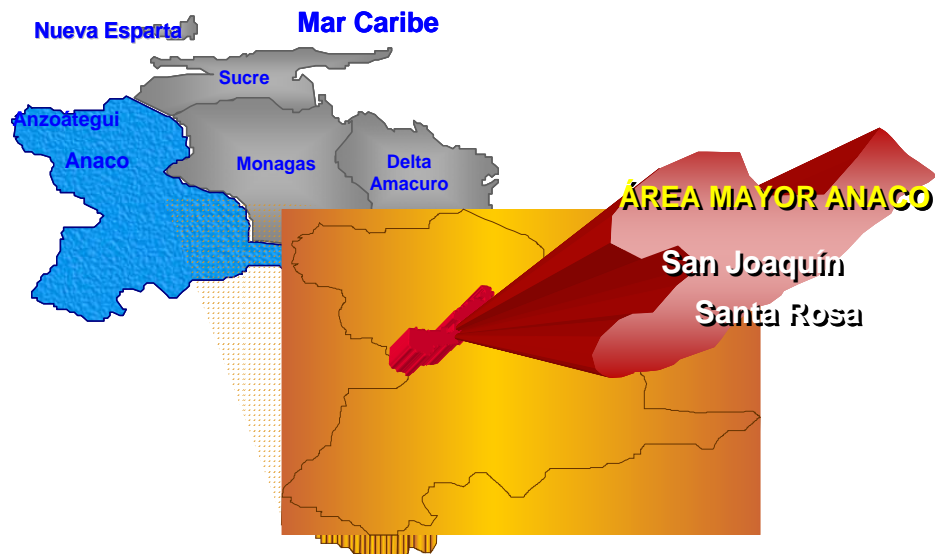


Fig. 2.1. Ubicación Geográfica del Área Mayor Anaco. [1]

### **2.1.1 Características de las Acumulaciones.**

Desde los comienzos de la exploración petrolera en Anzoátegui las cuadrillas de geología de superficie reconocieron manifestaciones gasífera y algunos pequeños volcanes de lodo, en cercanía de las poblaciones Santa Ana y San Joaquín. Las formaciones miocenas se encontraban aflorando en las cimas de unos domos y los ríos Guarío y Aragua desviaban su rumbo rodeando las estructuras.

El Área Mayor de Anaco presenta distintas modalidades de entrapamiento de hidrocarburos en sus arenas, como son:

- Entrapamiento puramente anticlinal, en el cual el contacto agua-petróleo es paralelo a una curva estructural.
- Canales rellenos de arena.

El Corrimiento de Anaco no juega el papel principal en el entrapamiento de arenas petrolíferas de la Formación Oficina, porque el contacto agua-petróleo esta por encima del contacto falla-arena. Sin embargo, en ciertas arenas petrolíferas productoras de la Formación Merecure el contacto agua-petróleo del flanco Noreste está definitivamente mas bajo que la intersección de la arena con la falla, indicando que la falla participa de modo directo en el entrapamiento. Las sillas tectónicas entre los domos mayores contienen petróleo en algunos casos particulares pero no por regla general.

Los campos de petróleo localizados en el alineamiento de la estructura de Anaco y en el área mayor de Oficina, producen de arenas deltaicas y transgresiva, de las formaciones terciarias Oficina y Merecure, pero en Anaco la acumulación esta controlada por el cierre estructural de domos y por acuñaamiento estratigráfico.



Los crudos livianos, como las parafinas y el condensado, presentan pequeños diferenciales de gravedad API dentro del mismo campo, lo que sugiere un efecto unificador de una fuente cercana bien organizada y relativamente poca influencia de funciones diferenciales de trampa, que a veces se aplican a cada yacimiento.

Los crudos del Arena Mayor de Anaco presentan una composición relativamente uniforme sugiere un origen común, y alto componente de parafinas, probablemente relacionado con una fuente herbácea en un ambiente fluvial deltaico, el cual se considera menos marino que la sección productora. El acceso a una fuente mas profunda, mas joven y menos marina, puede ser proporcionada por el Corrimiento de Anaco, que coloca a las facies marinas sobre facies terrestres y probablemente permite la intercomunicación de fuentes profundas. Esta interpretación es apoyada por la semejanza de los crudos parafinicos que están por encima y por debajo de la zona de falla en el Campo Santa Rosa.

Los campos de Anaco presentan múltiples arenas productoras. Existe producción de hidrocarburos desde la Formación Oficina y la Formación Merecure, con profundidades de producción entre los 1158 y 3353 metros (3800 y 11000 pies). Además la producción consiste de petróleo liviano (33° - 47° API) y condensados, no se produce petróleo pesado. Todos los hidrocarburos estan caracterizados con alto contenido de cera ( $\pm 15\%$ ) y alto punto de ebullición ( $\pm 85\%$ ). Petróleo intermedio con base parafina. Todos los yacimientos tienen capas de gas, y varias arenas han producido solo gas. Se registran altas temperaturas, entre 200° y 300° F. <sup>[2]</sup>

El área de Anaco predominan los yacimientos de gas condensado asociado con petróleo, pero también existen yacimientos de gas seco. Estos yacimientos tienen una profundidad promedio de 2134 metros (7000 pies). El espesor de Arena neta petrolífera (ANP) y el Arena Neta de Condensado (ANC) promedian 5.5 metros

(18pies) cada una. Se estima, en promedio, la porosidad en 17% la permeabilidad en 160 md, y la saturación de agua en 15%. La gravedad promedio del petróleo es de 39° API, y la del condensado 51° API. Se han realizado proyectos de recuperación secundaria (gas y/o agua), inyección de vapor y aire, así como reciclamiento de gas.<sup>[3]</sup>

Para el año 1996, las reservas remanentes de petróleo en el área de Anaco representaban el 5% de la Provincia Oriental, mientras que el gas asociado y en solución representaban el 27%. Subdividiéndose las reservas permanentes según el tipo de crudo tenemos: 41% de Condensado, 37% de Liviano, 10% de Medio y un 2% de Pesado.<sup>[3]</sup>

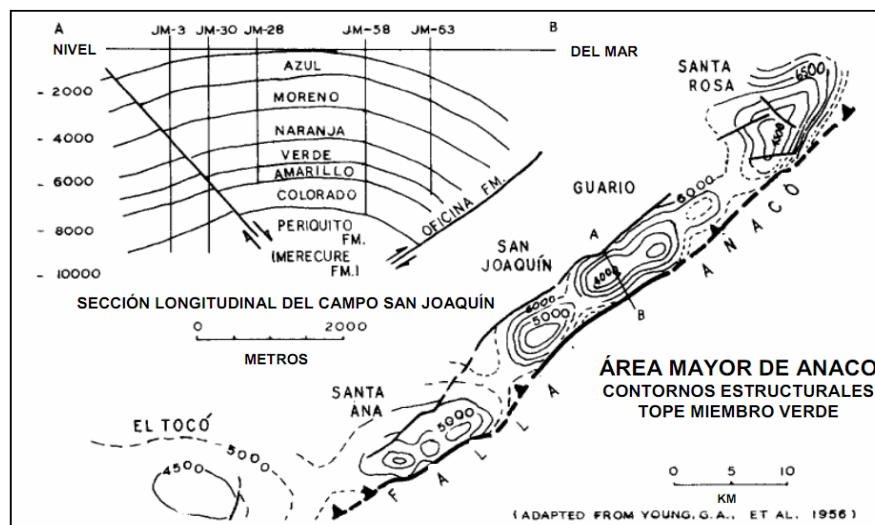
### **2.1.2 Características Estructurales.**

Su estructura se caracteriza por los levantamientos dómicos alineados. En particular, los Campos de Santa Rosa, San Joaquín – Guarío, Santa Ana y El Toco están separados entre sí por sillars estructurales bien diferenciadas, que con mayor frecuencia separan las zonas productoras de dos campos (Fig. 2.2). En su mayoría la geometría de las arenas productoras es lenticular, lo que implica diferencias en la extensión lateral de cada yacimiento.<sup>[4]</sup>

A partir de la interpretación sísmica 3D de los Campos de Anaco, propiedad de PDVSA Gas, se sugiere que dichos campos buzcan hacia el este, y están básicamente dominados por las fallas inversas paralelas al corrimiento con buzamiento al norte con rumbo suroeste-noreste, que se constituye en fallas de compensación. También se encuentran fallas normales con rumbo norte-sur (perpendiculares al corrimiento) con buzamiento al este y/u oeste.

Los Campos de Anaco presentan en general las siguientes características:

- Estructuras dómicas asociadas a la línea principal de la falla de corrimiento. [2]
- Callamiento normal de menor importancia. [2]
- Buzamiento moderados ( $0^{\circ}$ - $25^{\circ}$ ), exceptuando localmente a lo largo de flanco sureste donde los buzamientos de  $50^{\circ}$  - $80^{\circ}$  están asociados a la zona controlada por el callamiento. [2]



**Fig. 2.2. Mapa Estructural del Área de Anaco y Sección del Campo San Joaquín.** [5]

### 2.1.3 Estratigrafía de los Campos de Anaco.

La estratigrafía general de los Campos de Anaco esta constituida por sedimentos que van desde el basamento Precámbrico hasta el Cuaternario. Los sedimentos más antiguos corresponden a la Formación Hato Viejo del Cambriano temprano, que se encuentran en contacto discordante con el basamento.

Siguiendo en el orden estratigráfico ascendente se encuentra: la Formación Carrizal del Cambriano temprano, el Grupo Temblador perteneciente al Cretáceo constituido por las Formaciones Tigre y Canoa, la Formación San Juan del Maastrichtiense tardío, la Formación Vidoño del Campanéense –Eoceno Temprano, la Formación caratas del Eoceno temprano a tardío, la Formación Merecure del Oligoceno –mioceno temprano, la Formación Oficina perteneciente al Mioceno, la Formación Freites del Mioceno medio, la Formación Las Piedras del Plioceno y la Formación Mesa del Pleistoceno. De estas unidades las mas prospectivas son las formaciones oficina, Merecure y San Juan.

Se describen a continuación en la Figura 2.3, de manera breve, las formaciones existentes en los Campos Anaco, según la Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

➤ **Formación Hato Viejo (Paleozoico: Cámbrico Temprano).**

Consiste esencialmente de areniscas de grano fino a grueso, redondeadas y muy bien cementadas, en partes micácea, pirítica y ligeramente calcáreas. El color varía desde gris rosado al gris oscuro. El espesor máximo penetrado es de unos 91m (300pies). La unidad descansa discordalmente sobre el basamento y yace en forma concordante debajo de la Formación Carrizal. La edad de esta formación ha sido modificada de Devónico a Cámbrico temprano, de acuerdo al cambio en edad sufrido por la formación Carrizal, suprayacente. [6]

➤ **Formación Carrizal (Paleozoico: Cambio Temprano).**

Consta de una espesa secuencia de arcilitas gris verdosa, marrón o roja, macizas, parcialmente glauconítica y no calcárea, ocasionalmente contiene limonitas, areniscas

y conglomerados hacia la base. El espesor en el pozo Carriel 2X es 1827m (5975 pies), pero se supone que el espesor sea mucho mayor. Al estudiar los acritarcos de la Formación Carrizal, la edad de la formación ha sido modificada de Devónico tardío – Missisipiano temprano, a una edad Cambriano temprano.<sup>[6]</sup>

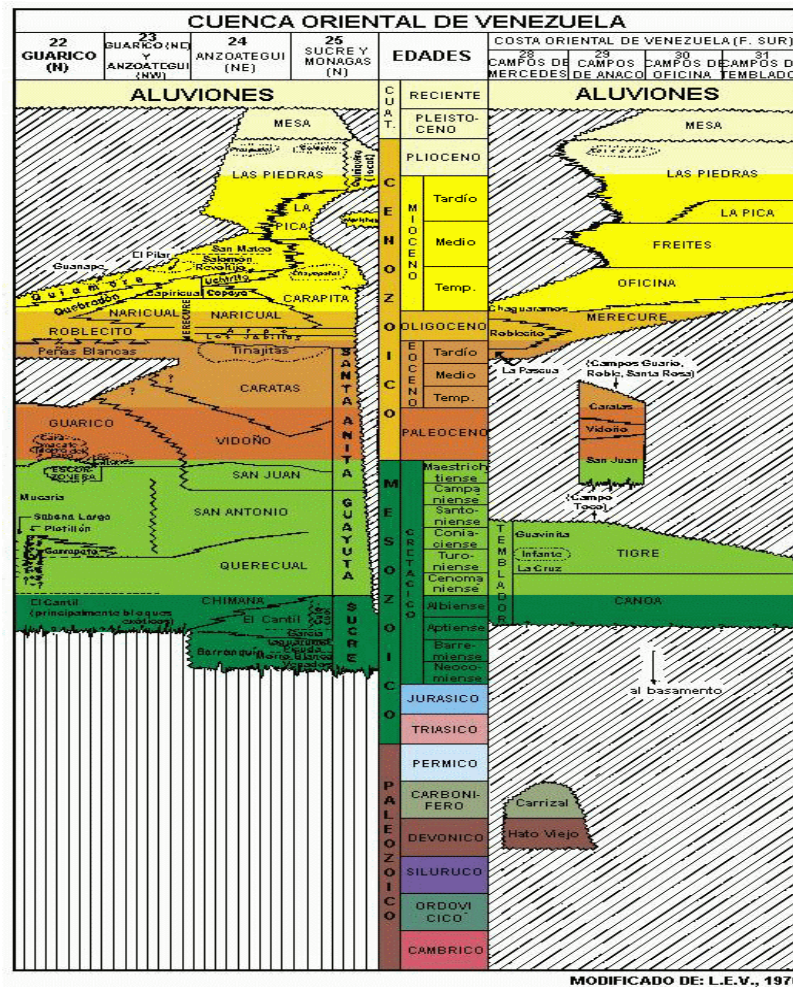


Fig. 2.3 Cuadro de Correlaciones de la Cuenca Oriental de Venezuela.<sup>[6]</sup>

➤ **Grupo Temblador (Albiense – Maastrichtiense).**

Este grupo esta compuesto por las formaciones Canoa y Tigre.

➤ **Formación Canoa (Apítense-Albiense).**

Consiste de conglomerados de grano fino y areniscas conglomerados, areniscas, limonitas y arcilitas generalmente moteadas. Según González de Juena, el espesor varía de cero a varios cientos de metros. El contacto inferior es discordante sobre la formación Carrizal Hato Viejo, o sobre la superficie del basamento. El contacto con la formación Tigre suprayacente, es de tipo transional, y representa un cambio de facies predominante continental de la Formación Canoa a facies predominantemente marinas de la Formación el Tigre.<sup>[4]</sup>

➤ **Formación Tigre (Turoniense-Maastrichtiense).**

En la región tipo, Monagas meridional, consiste de areniscas y limonitas, glauconíticas de grano fino, de color verde a gris, lutitas carbonáceas, fosfáticas y capas delgadas de calizas dolomíticas y glauconicas de color gris. Presenta espesor variable. El contacto inferior, con la Formación Canoa, es diacrónico y transional; mientras que el contacto superior, con la Formación La Pascua o Merecure, es discordante.<sup>[6]</sup>

➤ **Formación San Juan (Maastrichtiense Tardío).**

Consta de intercalaciones de: alternancia de capas de areniscas de 0.3 a 1m de espesor, de grano fino y bien escogidas, muy duras de color gris a gris claro, escasamente y localmente calcáreas; con capas de lutitas negras de centímetros de espesor, arcáceas, localmente calcáreas y limonitas negras. El espesor varía según la localidad, entre 97 y 350m. El contacto con la Formación Vidoño, Suprayacente, es gradacional.<sup>[6]</sup>

➤ **Formación Vidoño (Companiense-Eoceno Temprano).**

Consiste de una secuencia de lutitas negras, silíceas y calcáreo-arenáceas, frecuentemente glauconíticas y piritosas, con intercalaciones menores de limonitas calcáreas, gris verdoso y areniscas de grano fino, gris oscuro. Espesor variable, aproximado de 300m. El contacto con la Formación de San Juan, infrayente y con la Formación Cataratas, suprayacente, es concordante y transicional. [6]

➤ **Formación Cataratas (Eoceno temprano a tardío).**

Consta de una secuencia compleja de limonitas pluridecamétricas y areniscas plurimétrica, que pueden ser marcadamente glauconíticas, dolomíticas o calcáreas. Las areniscas son de grano fino a medio, gris verdosas, que meteorizan a pardo y pardo rojizo. Las limonitas son de color gris oscuro. El contacto con la Formación Vidoño es concordante y diacrónico. [6]

➤ **Formación Merecure (Oligoceno-Mioceno Temprano).**

Se caracteriza por unas secuencias de areniscas masivas mal estratificadas y lenticulares, de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas carbonáceas, arcilitas y limonitas. Espesor aproximado de 500m. El tope de Merecure constituye un reflector regional en toda la cuenca, debido al contraste acústico entre las areniscas masivas (Merecure) y la alternancia de arenisca-lutita (Oficina). Su contacto inferior es discordante con el grupo Temblador. El contacto superior es concordante con la Formación Oficina. La Formación Merecure, del flanco Sur de la subcuenca Maturín, es de edad Mioceno Medio, mientras que en la región noreste, la unidad equivalentes es Oligoceno y esta representada por las formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual. [6]

➤ **Formación Oficina (Mioceno Temprano a Medio).**

La Formación Oficina se reconoce en los Estados Anzoátegui y Monagas, en el subsuelo de todo el flanco Sur de la Cuenca de Venezuela Oriental. Aflora en la superficie en los domos de los campos de Santa Ana y San Joaquín. Las arenas de la Formación Oficina constituyen los principales yacimientos de los extensos campos petrolíferos en la región de Anaco-Oficina-Temblador.

La Formación oficina consiste de “alternancias de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, inerlaminadas e interestratificadas con areniscas y limonitas de colores claros y grano fino a grueso. Componentes menores pero importantes de la unidad son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verdes y gris claro con esférulas de siderita, areniscas sidreítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras de cono-en-cono. El material carbonoso es común y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito generalmente de pozos centímetros de espesor, pero que en algunos lugares alcanzan hasta 60cm, y son de considerable valor en las correlaciones.”<sup>[6]</sup>

Esta formación aumenta su espesor de sur a norte, presentando más de 2000 metros en Anaco; además, señala que esta sedimentación se desarrolló en “un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de rellenos de canales de ríos”.<sup>[4]</sup>

El contacto de la formación Oficina con la Formación Merecure, infrayacente, se considera concordante. El contacto superior, con la formación Freites, es concordante. Se han hecho diversas zonaciones en base a fauna de foraminíferos, determinándose así, una edad Mioceno Inferior a Medio; se considera el ambiente sedimentario como fluvio-deltaico a marino somero.<sup>[6]</sup>



La Formación oficina se subdivide en siete intervalos (llamados miembros) bajo los nombres: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y Blanco; en orden estratigráficos del mas antiguo al mas joven. Esta división esta basada en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc.<sup>[2]</sup>

En cada uno de los miembros las principales arenas se designan con sufijos de letras mayúsculas A, B, C, etc., comenzando con la letra A en la arena superior de cada miembro.<sup>[4]</sup>

Miembro Colorado: Representa la parte basal de la Formación oficia. Contiene areniscas de grano fino de color gris claro y algunas areniscas de grano grueso, aunque las lutitas ocupan buena parte del espeso total. Este miembro presenta un espesor promedio de 373m (1224) pies en el Campo San Joaquina 325m (1067 pies) en el Campo Guarario.<sup>[2]</sup>

Miembro Amarillo: Consiste principalmente de lutitas grises oscuras, e intercalaciones de lutitas, areniscas y pocas arenas. Tiene un espesor promedio en el Campo San Joaquín de 146m (479 pies) y en el Campo Guarario de 154m (506 pies).<sup>[2]</sup>

Miembro Verde: Su litología consiste principalmente de lutitas grises oscuras, areniscas y lutitas interlaminadas y areniscas de grano medio a fino. Además, están presentes calizas y lutitas lognitas. Este miembro presenta un espesor promedio de 213m (698 pies) en el Campo San Joaquín y 223m (731 pies) en el Campo Guarario.<sup>[2]</sup>

Miembro Naranja: Predominancia de lutita fósiles grises e interlaminaciones de lutitas y areniscas. También incluye delgadas areniscas, lignitos, calizas y arcillas. Presenta un espesor promedio de 489m (1603 pies) en el ampo Guarario.<sup>[2]</sup>

Miembro Moreno: Litológicamente consiste de lutitas fósiles gris oscuro, incluye también algunas delgadas capas de areniscas calcáreas, lignitos y arcillas verdosas. Tiene un espesor de 370m (1214 pies) en el Capo Guarío. <sup>[2]</sup>

Miembro Azul: Consiste predominantemente de lutitas grises oscuras, intercaladas con areniscas micáceas de grano fino y lutitas fósiles. Además, incluye delgadas capas de calizas y lignitos. Este miembro es penetrado por un muy pocos pozos, en el Campo Guarío presenta un espesor promedio de 511m (1676 pies). <sup>[2]</sup>

Miembro Blanco: Consiste principalmente de lutitas gris a gris oscuro, carbonáceas y lutitas ligníticas, interlaminaciones de areniscas lutitas y arcillas verdes. Este miembro se encuentra ausente por debajo del corrimiento. <sup>[2]</sup>

➤ **Formación Freites (Mioceno Medio a Tardío Basal).**

Consiste esencialmente de lutitas marinas de color gris verdosos. En las secciones inferior y superior de la secuencia se presentan areniscas, siendo algunas de ellas muy persistentes lateralmente. Esta formación tiene carácter predominante lutítico. Contiene fósiles como molusco foraminíferos y algunas especies de ostrácodos. Su expresión sísmica típica es un intervalo “opaco” en los perfiles sísmicos. El contacto inferior, con la Formación Oficina, es en general concordante, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordando. El contacto superior, con la Formación Las Piedras, es concordante. <sup>[6]</sup>

➤ **Formación Las Piedras (Mioceno Tardío-Plioceno).**

Consiste principalmente de areniscas micáceas de grano fino, interlaminada con limonitas, lutitas, arcilitas y lignitos. Son frecuentes las discordancias

intraformacionales de extensión local. Su espesor es de 1005m, el cual aumenta hacia el eje de la cuenca de Maturín, hasta un máximo probable de 1370m. Su expresión sísmica es un conjunto de reflexiones de cierta amplitud y regular asistencia. En la mayor parte del área es concordante sobre la Formación Freites.<sup>[6]</sup>

➤ **Formación Mesa (Pleistoceno).**

Consiste de estratos horizontales o subhorizontales de areniscas y conglomerados ferruginosos poco coherentes, de colores rojizos y amarillentos. Los sedimentos grandan de norte a sur, de mas grueso a mas fino, al alejarse de la cadena montañosa del norte. Como fósiles presenta trozos de madera sílicificada y su edad es pleistoceno, pudiendo probablemente hasta el Plioceno. Su espesor puede estimarse en unos 91m (300 pies) y se depositó en un ambiente de sedimentación que varía de fluvio-deltaico a continental. La formación Mesa suprayace en contacto concordante y transicional, a la formación Las Piedras.<sup>[6]</sup>

## CAPÍTULO III

### MARCO TEÓRICO

#### 3.1. Antecedentes.

**Griffin**, introduce el concepto del Método de HLB (Balance Hidrofílico – Lipofílico), y plantea la existencia de una relación entre la naturaleza del surfactante y sus propiedades como agente tensoactivo y emulsificante. Es un promedio aproximado para caracterizar exclusivamente al surfactante, y está basado en un método experimental que consiste en atribuir un cierto número de HLB a los surfactantes, en una escala de 1 a 20, a partir de datos relacionados a la estabilidad de una emulsión.<sup>[7]</sup>

**Winsor**, crea la Teoría R de Winsor para caracterizar el comportamiento de un anfifilo, establece una relación cuantitativa entre el tipo de sistema observado y la afinidad relativa del surfactante por las fases agua y aceite, la cual puede ser afectada por diversas variables de formulación.<sup>[8]</sup>

**Luyster, Patel, y Svoboda**, debido a los problemas asociados con la limpieza del lodo a base de aceite durante las operaciones de terminación de pozos indujeron a los investigadores e ingenieros de M-I SWACO a investigar la posibilidad de desarrollar un lodo base aceite con emulsiones reversibles. Dedujeron que una emulsión se forma cuando se reduce la tensión interfacial de los mismos, lo que permite que se forme una dispersión estable de gotitas (fase interna) en la fase continua. La reducción de la tensión interfacial entre fluidos disímiles a menudo requiere de un agente bipolar; es decir, una molécula que tenga solubilidad parcial en ambas fases. A este sistema de fluidos lo denominaron FazePro.<sup>[9]</sup>

**Carrasco**, a través de PDVSA Intevep distribuye un proyecto realizado en que corroboran la versatilidad de la TOFA como aditivo surfactante, dado que se ha logrado la formulación de emulsiones directas constituida de gotas de aceites dispersadas en agua (emulsiones O/W) utilizando diferentes sistemas CRUDO PESADO/EXTRAPESADO - TOFA - ÁLCALI - AGUA con excelentes propiedades. Adicionalmente, se realizó una investigación para el desarrollo de un combustible DIESEL con emisiones contaminantes lo más bajas posible, dando como resultado la formulación de una microemulsión inversa de gotas de AGUA dispersada en combustible DIESEL (emulsiones W/O) utilizando como aditivo surfactante la mezcla TOFA y su sal, activada con una alcanolamina. De esta manera se logra una independencia de las importaciones de la TOFA (Tall Oil Fatty Acids) y TOR (Tall Oil Rosin), para ser usados en fluidos de perforación, producción de pozos y fabricación de emulsiones. Actualmente hay un proyecto en el marco de un Convenio de Cooperación CVG – PDVSA de Industrialización del TOFA para producir insumos del sector petrolero. <sup>[10]</sup>

### **3.2. Fluido de Completación y Re-acondicionamiento.**

Por definición un fluido de completación y re-acondicionamiento es un fluido que es ubicado contra una formación en producción mientras se conduce operaciones como:

- Matado.
- Limpiado.
- Taladrar.
- Taponamiento.
- Control de Arena.
- Perforación.

### **3.2.1. Funciones de Fluidos de Completación y Re-acondicionamiento.**

- Estabilizar el Pozo y Controlar la Presión de Formación.
- Proveer Medios para la Suspensión y Transporte de Sólidos dentro del Pozo.
- Facilitar Evaluación de Formación y Producción o Inyección de Fluido.
- Facilitar la Integridad y Servicio a Largo Plazo del Pozo.

Estos puntos deben ser considerados al seleccionar un fluido de completación o re-acondicionamiento.

- Densidad de Fluido.
- Contenido de Sólidos.
- Características de Filtrado.
- Pérdida de Fluido.
- Características Relacionadas con Viscosidad.
- Productos de Corrosión.
- Consideraciones Mecánicas.
- Beneficio Económico.

### **3.2.2. Tipo de Fluido de Completación y Re-acondicionamiento.**

#### **3.2.2.1. Fluidos Cargados de Sólidos.**

Una variedad de tipos de fluidos cargados de sólidos han sido formulados específicamente para trabajos de re-acondicionamiento y completación. Algunas formulaciones típicas usan agua fresca o agua del mar, un polímero viscosificante, y carbonato de calcio o hierro; una emulsión aceite/agua con carbonato de calcio; y

salmuera saturada, un polímero viscosificador, y sal suspendida de tamaño adecuado para controlar la pérdida del fluido. Estos sistemas también pueden contener otros aditivos para controlar el filtrado.

Las ventajas de estos fluidos cargados de sólidos es que se consideran “limpios.” Ellos no contienen materiales de formación insoluble en ácido, como arena y arcilla, como en el caso de los fluidos de perforación.

Las desventajas de estos fluidos cargados con sólidos es que contienen sólidos que tal vez invadan la formación y provoquen daño cerca del pozo que es irreversible.

### **3.2.2.3. Fluidos Libres de Sólidos.**

Pueden ser de base agua o aceite. Fluidos de base agua generalmente son formulados con sales solubles para formar soluciones transparentes. Fluidos de base aceite son usados solos o con materiales orgánicos solubles agregados para formar soluciones con densidades más altas a la densidad del aceite solo.

La ventaja de este fluido es que están libres de sólidos.

Las desventajas de estos fluidos son que tienen un valor muy elevado por unidad y son corrosivos a la piel.

#### **3.2.2.4. Fluidos de Agua Transparente.**

Agua de Formación Salada es un fluido de re-acondicionamiento común ya que el costo es bajo. Si el fluido es limpio, es ideal desde el punto de vista del daño de formación.

#### **3.2.2.5. Fluidos de Agua de Mar y Agua producción.**

Dado que ambos fluidos están disponibles con facilidad y esencialmente sin costo económico, frecuentemente son el fluido de completación a escoger. La percepción de no tener costo económico es su ventaja principal. También se cree que estos fluidos tienen una composición que se aproxima de forma muy cercana al agua connata de la formación y por ello se considera que estos fluidos tienen mayor compatibilidad con los fluidos de formación y arcillas sensibles al agua. No siempre esta creencia resulta ser verdad.

La desventaja de usar agua de producción o agua de mar para trabajos de completación o re-acondicionamiento es que generalmente no son “limpias”.

#### **3.2.2.6. Fluidos de Petróleo.**

La disponibilidad del crudo lo hace una elección como fluido de completación y re-acondicionamiento cuando su densidad sea lo suficiente. Las consideraciones de densidad puede hacerlo particularmente deseable en formaciones de baja presión. Un crudo de baja viscosidad tiene una capacidad de carga limitada y nada de fuerza gel, y dejará caer sólidos no-hidrocarburos.



La principal desventaja de utilizar el petróleo como fluido de completación es que puede aumentar el daño a la formación.

#### **3.2.2.7. Fluidos de Completación.**

Son fluidos libres de sólidos y típicamente formulados con sales acuosas. Estos fluidos pueden alcanzar un rango amplio de densidades mediante la incorporación de sal apropiada sin usar materiales convencionales de peso. Usualmente están diseñados para cumplir criterios específicos de reservorio, tomando en cuenta riesgos de contaminación y temperaturas de cristalización.

#### **3.2.2.8. Fluidos de Perforación.**

Los fluidos de perforación son preparados con una variedad de componentes desde sistemas de base barita - altos sólidos – arcilla hasta sistemas polímeros de base no-arcilla con un fluido de base aceite o agua (fresca o salada). Todos los fluidos de perforación están compuestos de sólidos perforados o de formación y deben ser considerados fluidos cargados de sólidos.

Las ventajas de los fluidos de perforación como fluidos de completación es que pueden ser convenientes y tener disponibilidad.

La desventaja principal de usar fluidos de perforación para completación o trabajos de re-acondicionamiento es que están muy cargados de sólidos que tienen un alto potencial para taponar la formación.

### **3.2.3. Selección del Fluido de Completación y Re-acondicionamiento.**

#### **3.2.3.1. Descripción del Fluido.**

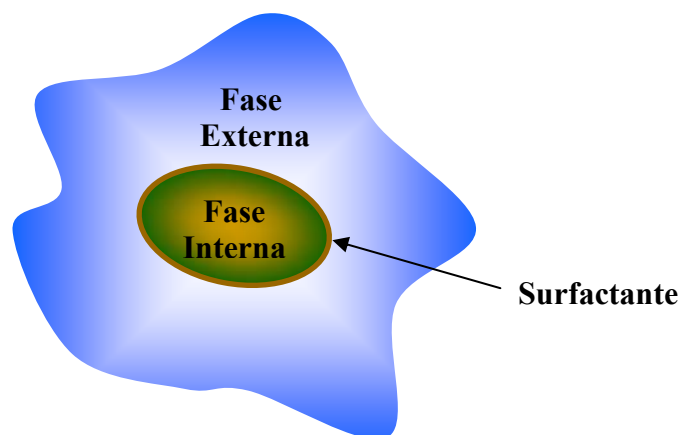
El fluido es un sistema conformado por varios fluidos y compuestos.

#### **3.2.3.2 Componentes de Sistema Fluido Limpio.**

- Inhibidor de Arcillas: Es usado en sistemas de lodos de aguas frescas hasta agua saturada con sal.
- Surfactante: Compuesto no emulsificante. Previene la formación de emulsión entre salmueras y fluidos de reservorio.
- Anti-espumante: Desespumante, poliol de poliéter que se utiliza en fluidos de agua dulce y salada. No contiene aceite.
- Cloruro de Potasio: KCl, suministra iones de potasio para inhibir el hinchamiento de arcilla y la dispersión.
- Biocida: De tipo aldehído, eficaz para el control de bacterias en los fluidos de base agua.
- Secuestrante de Oxígeno: Solución de 50% de bisulfato de amonio, usado en lodos con base agua. Secuestra oxígeno de fluidos, resultando en tasas de corrosión reducidas.

### 3.3. Emulsión.

Una emulsión se forma cuando un líquido es dispersado, en forma de pequeñas gotas, en otro líquido, siendo ambos no miscibles (es decir, que no se mezclan). En una emulsión, al líquido emulsionado se le conoce como fase discontinua o interna, y al líquido en el que se hace la dispersión se le llama fase continua o externa. El agua y el aceite se unen por agitación mecánica, pero al cesar ésta se separan, para estabilizar la emulsión se usan sustancias llamadas emulsionantes que actúan en la interfase, entre las fases continua y discontinua para reducir la tendencia de las gotas a unirse (Figura 3.1). Las emulsiones se pueden utilizar como lodos para la perforación y completación de pozos, proporcionando ventajas tales como: reducción de la torsión de la sarta, aumento en el avance de la perforación y en la vida útil de la mecha.



**Fig. 3.1. Estructura de una Emulsión.**<sup>[11]</sup>

Entre los Tipos de emulsión se encuentran:

- Las Emulsiones Directas: Son aquellas en las que la fase dispersa es una sustancia lipofílica (grasa o aceite) y la fase continua es hidrofílica (normalmente agua). Estas emulsiones suelen denominarse L/H o O/W.

- Las Emulsiones Inversas: Son aquellas en las que la fase dispersa es una sustancia hidrofílica y la fase continua es lipofílica. Estas emulsiones suelen denominarse con la abreviatura H/L o W/O.
- Las Emulsiones Múltiples: Son aquellas que tiene como fase dispersa una emulsión inversa y la fase continua es un líquido acuoso. Estas emulsiones se conocen como H/L/H o W/O/W.

### **3.4. Lodos de Emulsión Inversa.**

Es una mezcla de agua en aceite a la cual se le agrega cierta concentración de sal para lograr un equilibrio de actividad entre el fluido y la formación. El agua no se disuelve o mezcla con el aceite, sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de fases y su estabilidad se logra por medio de emulsificantes y agentes adecuados.<sup>[12]</sup>

#### **3.4.1. Características de los Lodos de Emulsión Inversa.**

- Capacidad de suspender en su seno materiales pesados tales como barita y recortes de las formaciones perforadas, o bien materiales de molienda cuando se trata de reparación.
- Valores de viscosidad tales que hacen factible el acarreo o arrastre de los cortes de la formación y no permiten el asentamiento de éstos cuando se suspende la circulación de la emulsión.

- Conservación de sus propiedades cuando la emulsión es sometida a temperaturas elevadas, es decir, de aproximadamente 130°C.
- Resistencia al rompimiento o separación en sus dos fases, cuando se le incorporan sólidos extraños como recortes de las formaciones en cantidad tal que rebasen el 10% del volumen de la emulsión.
- Resistencia al rompimiento cuando la emulsión se le incorpora el 30% de agua, ya sea de la formación, o bien agua dulce.
- Alta resistencia al flujo de la corriente eléctrica.

### **3.4.2. Aditivos de la Emulsión Inversa y sus Funciones.**

#### **3.4.2.1. Agente viscosificante y termoestabilizador.**

Este aditivo es polvo de color gris oscuro producto de la interacción de asfalto soplado, gisollita, ácido sulfúrico y trietanol amina, neutralizado el conjunto con hidróxido de calcio. Es parcialmente dispersable en diesel y le proporciona a las emulsiones: viscosidad, estabilidad a las temperaturas altas y control de las propiedades de filtración. Es el aditivo básico de la emulsión y tiene efectos secundarios como emulsificante.

#### **3.4.2.2. Agente emulsificante principal.**

Es un líquido oscuro de color café, que actúa como emulsificante aniónico a base de la sal de calcio de un ácido alquil C10-C18 aromático sulfónico, muy efectivo para la emulsión de cloruro de calcio, que facilita la mezcla agua-aceite, evitando la aglomeración de las partículas dispersas mediante la división física de las partículas, suspendiéndolas en forma coloidal. Actúa también como agente humectante de los sólidos densificantes.

#### **3.4.2.3. Agente Gelante.**

Este aditivo es un polvo fino de color blanco que consiste en una arcilla organofílica, producto de la reacción de una bentonita con una sal cuaternaria de amonio, del tipo de cloruro de dimetil-dialquil amonio. Es un aditivo de carácter no iónico y dispersable en diesel. Actúa en la emulsión como gelante permitiendo que los sólidos densificantes queden en suspensión.

Los otros componentes que contribuyen a formar las emulsiones inversas son:

#### **3.4.2.4. Diesel.**

Prefiriéndose el del tipo especial por su bajo contenido de azufre (0,5%) que permite puntos de anilina mayores a 60°C, y menor daño a los implementos de hule, del equipo de perforación, así como también por su punto de ignición mayor a 52°C.

#### **3.4.2.5. Cloruro de Calcio.**

Empleado en concentraciones que varían de 250.000 a 320.000 ppm., dependiendo de las características de las formaciones a perforar. El Cloruro de Calcio hace que el sistema tenga una actividad balanceada, es decir, hace posible que la actividad de la salmuera pueda igualarse a la de la formación y con ello se obtenga un agujero estabilizado durante la perforación.

#### **3.4.2.6. Hidróxido de Calcio Hidratado.**

Se utiliza como auxiliar en el control del filtrado de las emulsiones; generalmente se utiliza agua industrial cuando la emulsión se prepara en las plantas de lodo, sin embargo, cuando se requiere prepararlas en el pozo no existe inconveniente en utilizar otro tipo de agua que no reúna las características del agua tratada.

#### **3.4.2.7. Barita.**

Actúa como agente densificante, se emplea para proporcionar a las emulsiones la gravedad específica que se requiera.

#### **3.4.3. Aplicaciones de un lodo de Emulsión Inversa.**

No siempre un fluido de perforación podrá ser aplicado para todas y cada una de las diferentes situaciones de perforación. Las situaciones de perforación serán las que, en consecuencia, dictarán el tipo de lodo y las características a emplear para minimizar los problemas relativos al área de perforación. Sin embargo, los lodos de emulsión

inversa han sido, por años, los que más se adaptan a cualquier situación de perforación. A continuación se citan diversas situaciones para las cuales los lodos invertidos están altamente calificados:

#### **3.4.3.1. Protección de Arenas Productoras.**

La protección de arenas productoras fue uno de los primeros reconocimientos hechos a los lodos base aceite. Por ejemplo, algunas arenas sucias, que contienen arcillas en sus espacios porosos, se hinchan completa o parcialmente al estar en contacto con filtrados acuosos de los lodos base agua, produciendo algunos bloqueos parciales o totales de los espacios porosos. Tal situación se remedió con los lodos invertidos, cuya fase continua es aceite y, por ende, su filtrado es 100% aceite. De igual forma, algunas arenas limpias son bloqueadas por los cambios de alcalinidad de las arenas, por los filtrados acuosos alcalinos, este fenómeno se observa claramente cuando las arenas contienen un cierto porcentaje calcáreo, formándose reacciones que producen taponamiento tipo cemento, por lo que será necesario acidificaciones posteriores para restablecer la permeabilidad de la arena.

La composición de un lodo invertido empleado para proteger arenas productoras, tendrá que tomar en cuenta muchas variantes de la formación, entre ellas la sensibilidad de la arena al Sodio, Potasio, Calcio, Cloro y aminas; así como también el espesor de la misma y las variaciones de presión y temperatura.

#### **3.4.3.2. Perforación de Arcillas Sensibles al Agua.**

Algunas arcillas se vuelven fangosas cuando entran en contacto con un lodo base agua y son perforadas rápidamente y sin problemas con lodos base aceite, esto se



debe a que la fase externa de un lodo base aceite es totalmente aceite y el agua emulsionada no entra en contacto con la arcilla, previniendo de esta forma, que ésta tome agua y se disperse en el lodo o forme cavernas en el hoyo. Sin embargo, las arcillas están capacitadas para extraer el agua emulsificada de los lodos invertidos, debido a que éstas tienen un porcentaje de agua intersticial de una cierta salinidad, la cual proveerá a la arcilla la fuerza de hidratación superficial para captar agua e igualar su salinidad a la del lodo, si esto sucede, se crearán presiones adicionales a las presiones de poros y movimientos tectónicos que causarán derrumbes en la formación. Una manera de evitar las presiones adicionales creadas por la hidratación superficial, es suministrando al lodo invertido una salinidad capaz de equilibrar, por medio de presiones osmóticas, la presión de hidratación superficial, obteniendo de este modo, un lodo de actividad balanceada.

#### **3.4.3.3. Perforación de Pozos Profundos.**

Son muy conocidos los problemas de perforar pozos profundos y de alta temperatura con lodos base agua, lo cual no sucede con lodos base aceite, que aún cuando sufren modificaciones a alta temperatura y presión, nunca llegan a ser tan drásticas y más aún existiendo problemas de estabilidad a alta presión y temperatura.

#### **3.4.3.4. Perforación de Formaciones Solubles.**

Perforar formaciones solubles en agua, como son sales de sodio, potasio y yeso, presenta serias dificultades a los lodos base agua, por incorporarse 100% al lodo causando problemas de viscosidad, punto cedente, geles, viscosidad plástica, filtrado, entre otras; dependiendo de la severidad de la contaminación, es necesario transformar el lodo con los consecuentes problemas de un breackover y su costo. Sin

embargo, al ser perforado con un lodo invertido la fase externa es aceite y no disolverá las sales de sodio, potasio y yeso, a excepción de sales de cloruro de calcio y cloruro de magnesio que sí serán algo solubles en la emulsión del lodo base aceite, pero con muy poca incidencia en las propiedades del lodo.

#### **3.4.3.5. Fluido para Toma de Núcleos.**

Cuando se utilizan lodos base agua para tomar núcleos, invasiones o expulsiones de agua destruyen total o parcialmente la información del núcleo tomado, así también el porcentaje del núcleo recuperado se ve reducido en aquellas zonas sensibles de dispersión o hidratación; por estas razones ésta es una de las primeras aplicaciones de los lodos base aceite, puesto que son muy bajos en filtrado y éste es 100% aceite y tienen muy poca invasión sobre los núcleos. Sin embargo, los lodos invertidos contienen algo de agua y pueden producirse pequeñas invasiones en la toma del núcleo, causando un mínimo daño a éste, en especial cuando éste es tomado para determinar aguas connatas de formación.

#### **3.4.3.6. Fluido Liberador para Pegas Diferenciales.**

Los lodos de emulsión inversa son utilizados, en ocasiones, como medio de intentar aliviar pegas diferenciales. Estos intentos tienen validez por cuanto estos poseen una lubricidad mayor que cualquier otro fluido.

Existe una muy estrecha relación entre el revoque, la fricción de la tubería y la tendencia de ésta a pegarse. Recientemente se ha hecho un mayor énfasis en la comprensión y el entendimiento de este fenómeno, y se ha detectado que entre un 70% y 90% de las pegas de tubería pueden catalogarse como diferenciales. Dos

parámetros están siempre presentes cuando ocurren pegas diferenciales: alta permeabilidad de la zona perforada y lodos con alta concentración de sólidos y alto filtrado que permiten la generación de un revoque suficientemente grueso para que exista cierta fricción con la tubería.

#### **3.4.3.7. Arcilla Plástica Fluyente.**

Muchos son los problemas causados por este tipo de arcilla (denominada “gumbo”) alrededor del mundo cuando son perforadas con lodos base agua, debido a que éstas son totalmente solubles y de fácil dispersión en este tipo de lodos. El lodo comienza a pegarse en la tubería con un posterior taponamiento de la mecha. Los lodos base aceite sin cloruro de calcio fueron considerados para la perforación de estas arcillas, pero, aún cuando se redujeron los problemas de dispersión de la arcilla, se tuvieron problemas de sólidos debido a los costos de dilución. Se encontró que esta arcilla era capaz de captar el agua de la emulsión y transformarse en organofílicas, de donde surge la idea de ejercer presión osmótica sobre la formación con una adecuada concentración de Cloruro de Calcio, demostrándose en laboratorio que una concentración de 10 a 15 lb/bbl deshidratava esta arcilla, pudiéndose perforar en una arcilla más firme.

#### **3.4.4. Limitaciones de la Emulsión Inversa.**

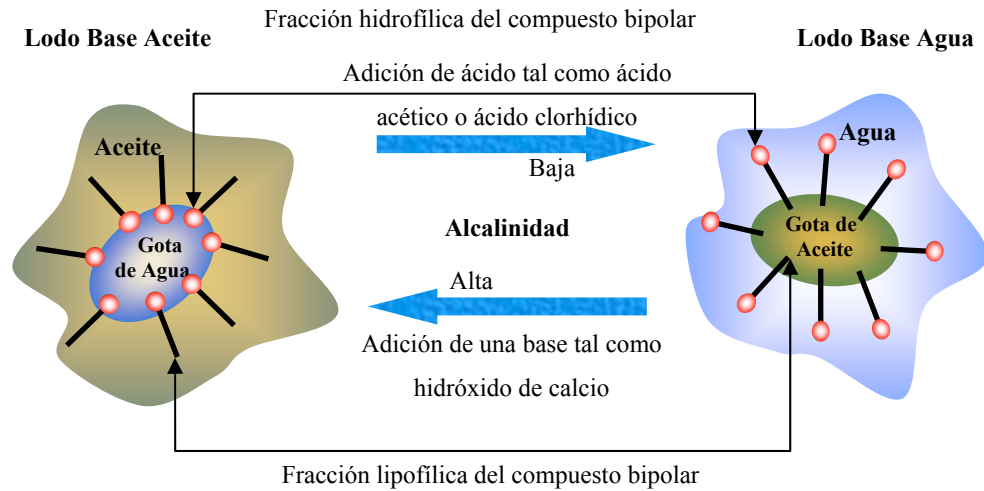
Los fluidos de emulsión inversa son muy populares debido a sus muchas ventajas, entre ellas altas penetraciones y estabilidad del pozo. Las limitaciones incluyen el deshecho de los recortes, la remoción de hidrocarburo de los recortes, la remoción eficiente del revoque y otros problemas relacionados con las condiciones de los pozos petroleros tales como cementación. Otra limitación es la inhabilidad de las

emulsiones inversas de conducir la corriente eléctrica. Para superar estas limitaciones asociadas con los fluidos de perforación de emulsión inversa, se desarrollaron tecnologías, tales como: la Emulsión Inversa Reversible (EIR) y la Emulsión Inversa Conductora de la Electricidad

### **3.5 Emulsión Inversa Reversible (EIR).**

Durante la etapa de perforación, el fluido de perforación puede ser una emulsión inversa consiguiendo todos los beneficios de comportamiento asociados con la emulsión base aceite. Sin embargo, durante la etapa de terminación, el lodo residual en el pozo y las superficies en contacto con el fluido reversible pueden ser revertidos a una emulsión directa por medio del agregado de ácidos solubles en agua. Esto proveerá excelente remoción de los sólidos del revoque, mayor productividad en una completación a pozo abierto, mejor cementación y mejor limpieza de los recortes y manejo de los desechos.

En la Fig. 3.2 muestra el ajuste de la alcalinidad para revertir la emulsión. El agregado de compuestos ácidos o básicos al fluido de perforación tiene el efecto de modificar la resistencia iónica de la fracción hidrófila del compuesto surfactante. Como resultado, se crean emulsiones directas (aceite en agua, figura izquierda) o inversas (agua en aceite, figura derecha). Esto permite que un fluido externo al aceite se convierta en un fluido externo al agua mediante el agregado de un compuesto disparador, tal como el ácido clorhídrico, y que luego vuelva a cambiar mediante la adición de una base tal como el hidróxido de calcio.<sup>[9]</sup>



**Fig. 3.2. Ajuste de la Alcalinidad para Revertir la Emulsión.<sup>[9]</sup>**

El impacto global de la tecnología de emulsiones inversas reversibles en las operaciones de perforación especialmente en la remoción eficiente del revoque y producción mejorada en completaciones de pozos horizontales será presentado. Una de las nuevas alternativas es la EIR que exhibirá el mejor comportamiento para perforar como si fuera un fluido base aceite reteniendo las ventajas asociadas con un fluido base agua.

Los surfactantes utilizados en la emulsión directa reversible son emulsificantes fuertes en la presencia de alcalinidad. Sin embargo los mismos surfactantes se transforman en emulsificantes directos en presencia de ácidos solubles en agua. Las propiedades de la emulsión de los surfactantes de la emulsión reversible le permiten al fluido de perforación cambiar de una emulsión inversa a una emulsión directa en diferentes etapas de la perforación y completación.

### **3.6. Emulsión Inversa Conductora de Electricidad.**

Para superar la limitación exhibida por la falta de conductividad de las emulsiones inversas se desarrolla una emulsión inversa conductiva. Este fluido permitirá correr los registros FMI que permiten analizar mejor las zonas perforadas y GVR para asegurar que se mantiene el mejor control direccional. Finalmente para superar las limitaciones ambientales se desarrolla una emulsión inversa que permite utilizar los recortes como fertilizante. Es decir que en vez de generar un residuo dañino se genera un producto con valor comercial.

### **3.7. Surfactantes.**

Los surfactantes o agentes activos de superficie son químicos que pueden afectar de manera favorable o no favorable el flujo de fluidos cerca del pozo, y por ello tienen relevancia al considerar trabajos de completación, re-acondicionamiento, y estimulación de pozos.

Un surfactante puede ser definido como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar condiciones prevalecientes. Químicamente, un surfactante tiene afinidad para agua y petróleo. La molécula del surfactante tiene dos partes, una que es soluble en petróleo y la otra soluble en agua.

### **3.8. Fluido de Completación Emulsionado Empleando La TOFA como Aditivo Surfactante.**

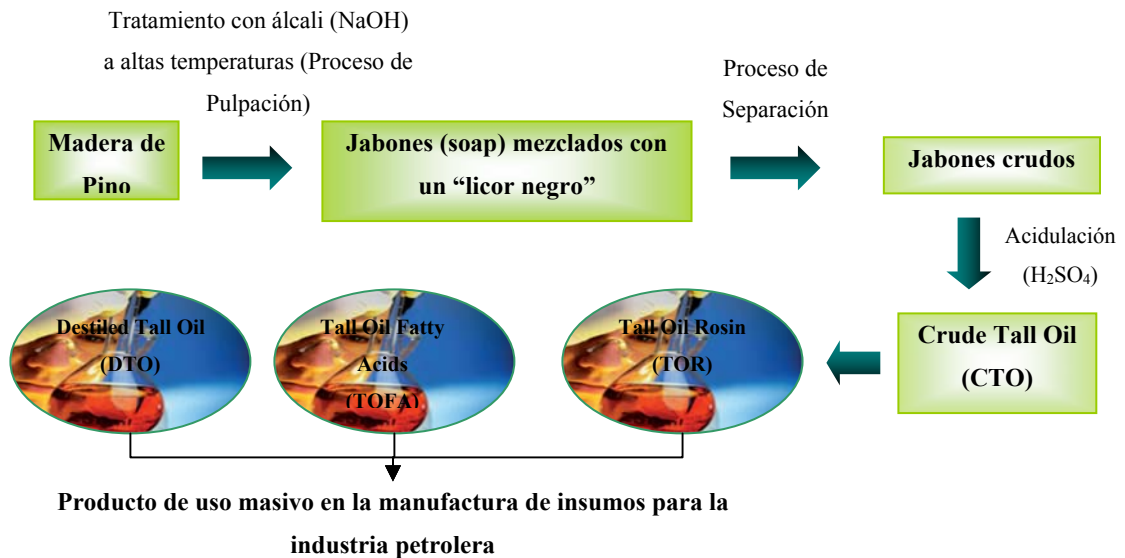
El aceite crudo de pino, CTO por sus siglas en inglés (Crude Tall Oil), es una excelente fuente de ácidos grasos oléico y linoléico y resinas ácidas o “rosin”. En general tiene la siguiente composición: <sup>[10]</sup>

- 26-42% resinas ácidas o “rosin”.
- 36-48% ácidos grasos.
- 10-38% compuestos neutros.

El CTO es refinado principalmente por un proceso de destilación al vacío obteniéndose las siguientes fracciones:

- El destilado del aceite de pino, DTO por sus siglas en inglés (Distilled Tall Oil), el cual es una mezcla.
- De ácidos grasos con alto punto de ebullición con aproximadamente un 40% de resinas ácidas.<sup>[10]</sup>
- Las resinas ácidas del aceite de pino, TOR por sus siglas en inglés (Tall Oil Rosin).
- Los ácidos grasos del aceite de pino, TOFA por sus siglas en inglés (Tall Oil Fatty Acids).

En la Figura 3.3 se muestra un esquema sencillo de obtención del DTO, TOR y TOFA a partir de la madera del pino.



**Fig. 3.3. Esquema de Obtención del DTO, TOR y TOFA a partir de la Madera del Pino.**<sup>[10]</sup>

### 3.9. La TOFA.

La TOFA es un aditivo surfactante obtenido del proceso de destilación fraccionada del *Crude Tall Oil* (CTO), que a su vez es un producto secundario derivado del proceso de pulpación de la corteza de Pino Caribe.<sup>[10]</sup>

Este aditivo es una mezcla de ácidos carboxílicos, principalmente ácidos grasos del tipo oleico y linoleico (Tabla 1). Cuando esta mezcla de ácidos grasos entra en contacto con una fase acuosa alcalina, se producen sales (jabones) con una alta actividad interfacial, lo cual favorece su comportamiento como agente tensoactivo y/o surfactante. Entre las propiedades de dicho aditivo se pueden destacar su sensibilidad a las variables de formulación, lo cual le permite tener una alta versatilidad para producir emulsiones de cualquier tipo (O/W, W/O y microemulsiones), tensiones interfaciales bajas y/o ultrabajas, y una película

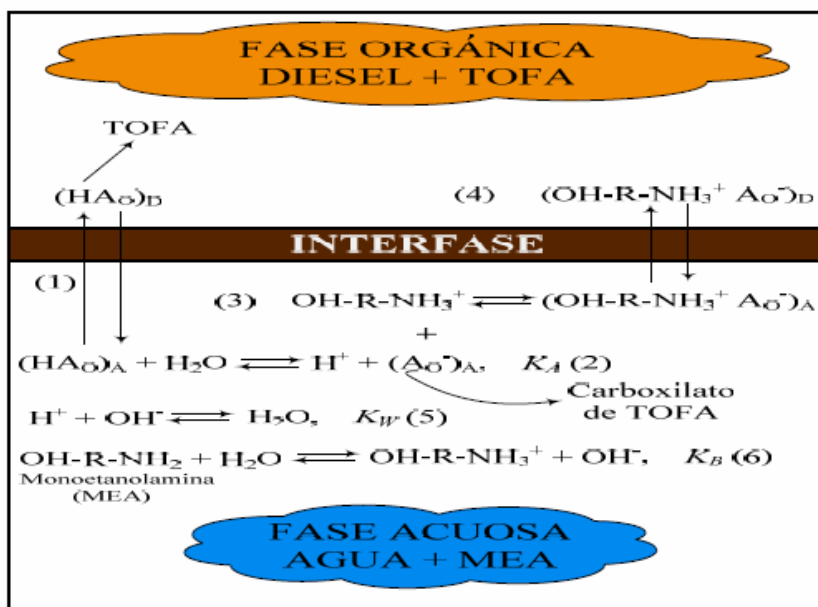


interfacial altamente compacta que promueve la producción de sistemas emulsionados muy estables.

El aditivo surfactante en cuestión tiene grandes aplicaciones en la industria petrolera nacional. Algunas de ellas son: emulsiones de crudo pesado y extrapesado en agua para el área de producción, manejo y transporte de crudos pesados y extrapesados, microemulsiones de AGUA en combustible DIESEL para la producción de combustibles DIESEL de muy bajo impacto ambiental, y en la formulación de fluidos de perforación. Adicionalmente, la TOFA es ampliamente utilizada como materia prima para producir otros aditivos químicos como anticorrosivos, lubricantes, u otros tipos de surfactantes no iónicos y catiónicos.

### **3.9.1. Mecanismo de Activación Propuesto para la TOFA, como Aditivo Surfactante Cuando se pone en Contacto con una Fase Acuosa Alcalina.**

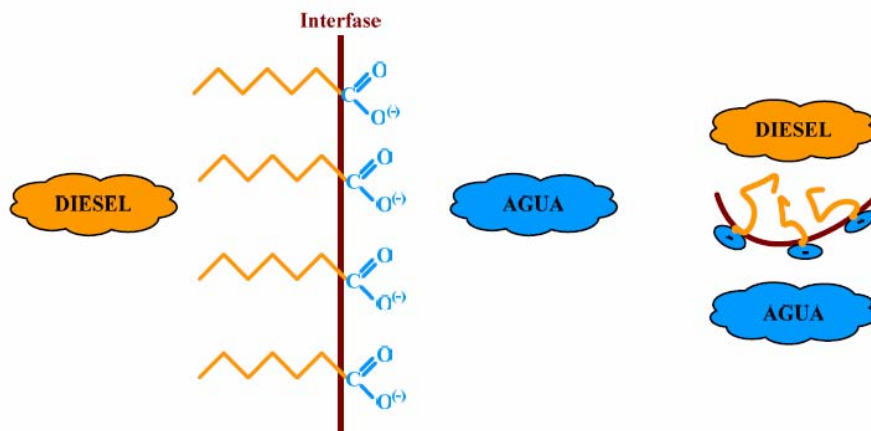
- Cuando la fase orgánica constituida por el DIESEL (la cual contiene disuelto el aditivo surfactante TOFA) se pone en contacto con una fase acuosa alcalina (por ejemplo, monoetanolamina, MEA), el surfactante por ser un compuesto de doble afinidad hacia el agua y el aceite, se difunde hacia la interfase DIESEL/AGUA para repartirse en ambas fases (Equilibrio 1, Figura 3.4).



**Fig. 3.4. Diagrama del Mecanismo de Activación del Aditivo Surfactante TOFA en Presencia de una Fase Acuosa Alcalina.** <sup>[10]</sup>

- Al encontrarse en esta región, el aditivo surfactante TOFA se ioniza para generar protones ( $H^+$ ) e iones carboxilato ( $AO^-$ ), de acuerdo a su constante de ionización  $K_A$  (Equilibrio 2, Fig. 3.4). Por otra parte, la MEA también se ioniza en la fase acuosa para generar iones  $OH^-$  y la amina protonada (Equilibrio 6, Fig. 3.4). Aquí, los iones  $OH^-$  que se generan imparten un pH alcalino a la fase acuosa (aproximadamente  $pH = 11$ ), y su tendencia natural es a reaccionar con los protones originados en la reacción de ionización de la TOFA.
- La reacción entre los protones  $H^+$  y los iones  $OH^-$  del Equilibrio 5 alteran el Equilibrio 2, y trae como consecuencia que éste se desplace hacia la derecha, con lo cual se produce un aumento en la concentración de iones carboxilato en la solución.

- Los iones carboxilato generados, por su alto grado de polaridad o hidrofiliidad (comparado con los ácidos grasos sin ionizar), tienen excelentes propiedades como aditivo surfactante y son los principales responsables en la formación de la emulsión O/W (de aceite en agua). Los iones de amina protonada que se generan a partir de la reacción de ionización de la MEA interactúan con los carboxilatos para formar la sal de amina.
- En la interfase DIESEL/AGUA, los iones carboxilato generados se adsorben con su grupo hidrofóbico o apolar hacia el aceite y su grupo hidrofílico o polar hacia el agua, de acuerdo a lo que se muestra en la Figura 3.5.



**Fig. 3.5. Diagrama de la Interfase DIESEL/AGUA Activada con MEA.** <sup>[10]</sup>

La constante del equilibrio de ionización de los ácidos grasos contenidos en el aditivo TOFA (representada en el Equilibrio 2 de la Fig. 3.4 se puede expresar en términos de la concentración de iones  $OH^-$  y de la constante de hidrólisis del agua  $KW$  (Ecuación 3.1). Por otra parte, del Equilibrio 2 se puede obtener la relación entre la concentración de iones carboxilato y ácido sin disociar, lo cual indica que la concentración de iones  $OH^-$  en el sistema es directamente proporcional a dicha

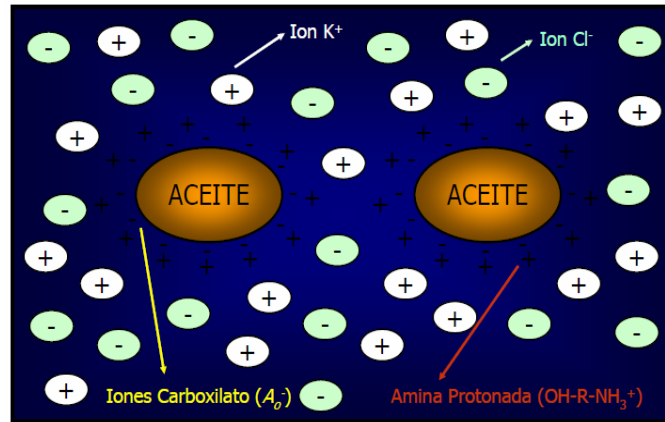
relación (Ecuación 3.2). Esta última relación resulta muy importante, en virtud de que es la que permite que un sistema ACEITE - TOFA - ÁLCALI - AGUA tenga la versatilidad de poder formar los diferentes tipos de emulsión ya mencionados.

$$K_A = \frac{[H^+][A_o^-]}{HA_o} = \frac{K_w[A_o^-]}{[OH^-][HA_o]} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$\frac{[A_o^-]}{[HA_o]} = \frac{K_A}{K_w}[OH^-] \quad (\text{Ec. 3.2})$$

### 3.9.2. Formación de la Doble Capa Eléctrica en la Superficie de las Gotas de Aceite Dispersas.

Una vez que la emulsión O/W está formada, las gotas de aceite dispersas se encuentran rodeadas por los iones carboxilato (sales de TOFA) con su carga negativa, y la MEA protonada rodeando dichas cargas. Cualquier otro tipo de iones que se encuentren en la fase acuosa serán atraídos hacia la capa eléctrica (Figura 3.6). En consecuencia, se dice que las gotas de aceite tienen una carga neta, que por lo general en este caso es negativa. Ahora bien, la Doble Capa Eléctrica formada (en este tipo de emulsión) es la que impide que las gotas de aceite se acerquen (floculen) y coalescan, debido a las fuerzas de repulsión electrostática que se crean entre ellas. Cuando a la emulsión formada se le añade la sal (KCl), los iones K<sup>+</sup> penetran la Doble Capa Eléctrica de las gotas de aceite dispersas, neutralizando la carga neta negativa. Esto permite un acercamiento efectivo entre las gotas y provoca el fenómeno de floculación y coalescencia entre las mismas, y por consiguiente, un incremento del diámetro de gota final en la emulsión. Este efecto es más notable cuando se incrementa la concentración de electrolito.



**Fig. 3.6. Esquema de la Doble Capa Eléctrica que se Origina en la Emulsiones O/W formuladas.** <sup>[10]</sup>

En la Tabla 3.1 se presentan las propiedades y composiciones típicas de algunos ácidos grasos del aceite de pino (TOFA). <sup>[10]</sup>

**Tabla 3.1. Propiedades y Composiciones Típicas de TOFA.** <sup>[10]</sup>

	Escandinavia	Estados Unidos
Número ácido	195	197
Resinas ácidas, %	2	1
Insaponificables, %	2	1,5
Valor de Yodo	150	130
Color gardner	4	3
<b>Ácidos grasos, %</b>		
Saturados	2	2
Ácido oléico (18:1)	30	48
Ácido linoléico (18:2)	44	37
Ácido linoléico (18:3)	10	3
Ácido conjugado (18:2)	6	6
Otros	4	2,5

Las especificaciones para los grados de TOFA han sido establecidas por la ASTM como se muestra en la Tabla 3.2: <sup>[10]</sup>

**Tabla 3.2. Grados I-III del TOFA.** <sup>[10]</sup>

Especificación	Método ASTM	Valores		
		III	II	I
Número de ácido	D 1980	190-194	192-197	197-198
Resina ácida, % peso	D 1240	4,5-6,0	0,9-2,0	0,5-1,0
Insaponificables, % peso	D1965	2,7-4,0	1,3-2,0	0,7-1,0
Ácidos Grasos, % peso	D 1983	90,0-92,80	96,0-97,8	98,0-98,8
Color gardner	D 1544	5-7	3-4	2-3
Valor de Iodo	D 1959	131	130	130

Estudios recientes realizados en PDVSA Intevep corroboran la versatilidad de la TOFA como aditivo surfactante, dado que se ha logrado la formulación de emulsiones del tipo O/W utilizando diferentes sistemas CRUDO PESADO/EXTRAPESADO - TOFA - ÁLCALI - AGUA con excelentes propiedades para ser utilizadas como método para el manejo y transporte de los crudos pesados y extrapesados venezolanos por oleoductos y tuberías hasta los sistemas refinadores. En este último sistema, la TOFA se encuentra mayoritariamente en su forma de sal activada con alcanolamina o hidróxido de sodio (NaOH). <sup>[10]</sup>

Adicionalmente, se ha realizado una investigación para el desarrollo de un combustible DIESEL con emisiones contaminantes lo más bajas posible, dando como resultado la formulación de una microemulsión inversa (W/O) de AGUA en combustible DIESEL utilizando como aditivo surfactante la mezcla TOFA y su sal,

activada con una alcanolamina [4-5]. Toda la información obtenida ha permitido concluir que la TOFA tiene un comportamiento muy similar al de los surfactantes naturales presentes en la mayoría de los crudos pesados y extrapesados venezolanos, y que presenta una alta sensibilidad a las variables de formulación, principalmente pH y salinidad, lo cual le confiere la versatilidad mencionada previamente.<sup>[10]</sup>

En la Tabla 3.3 se muestra la formulación de una emulsión inversa reversible, en este caso se presenta como una emulsión directa donde las gotas de Diesel están dispersadas en Agua (O/W).<sup>[13]</sup>

**Tabla 3.3. Formulación de una Emulsión Inversa Reversible (en éste Caso Actúa Como una Emulsión Directa).<sup>[13]</sup>**

<b>ADITIVO</b>	<b>FUNCIÓN</b>	<b>CONCENTRACIÓN QUÍMICA</b>		<b>UNIDAD PRESENTACIÓN</b>
<b>AGUA</b>	FASE CONTINUA	0,30	bbl	bbl
<b>DIESEL</b>	FASE DISPERSA	0,70	bbl	bbl
<b>TOFA (NACIONAL-CVG)</b>	SURFACTANTE	5,00	lpb	55 gal/tambor
<b>MONOETANOLAMINA (MEA)</b>	ACTIVADOR	2,0	gal/bbl	55 gal/tambor
<b>CLORURO DE POTASIO (KCL)</b>	INHIBIDOR	0,15	lpb	110 lb/saco
<b>BIOCIDA</b>	CONTROL DE BACTERIAS	0,01	gal/bbl	55 gal/tambor
<b>GOMA XANTICA</b>	AGENTE DE SUSPENSIÓN / VISCOSIFICANTE	0,25	lpb	100 lb/saco

El interés de PDVSA Intevep en estudiar la TOFA como aditivo surfactante para todas aquellas tecnologías que involucren sistemas dispersos como emulsiones y microemulsiones, se debe a que existe un convenio entre PDVSA y la CVG (Corporación Venezolana de Guayana) para desarrollar proyectos en conjunto que generen productos y tecnologías útiles, con las cuales se pueda apalancar el desarrollo endógeno nacional y la soberanía tecnológica del país. Entre los proyectos desarrollados se encuentra la “Industrialización del TOFA para producir insumos de la Industria Petrolera Nacional”. En este sentido, en el desarrollo del proyecto se encuentran involucradas otras empresas como:

- PROFORCA C.A., filial de la CVG cuyo principal activo son grandes plantaciones de Pino Caribe.
  
- PULPACA, Empresa de Producción Social (EPS) recientemente fundada por el Estado venezolano para la activación de la industria del papel en el país.

La idea es que PROFORCA C.A. le proporcione la corteza de los Pinos Caribe a PULPACA, y que esta última (en la etapa de producción de la pulpa de papel) genere el producto secundario CTO, y que finalmente se pueda producir la TOFA nacional.<sup>[10]</sup>

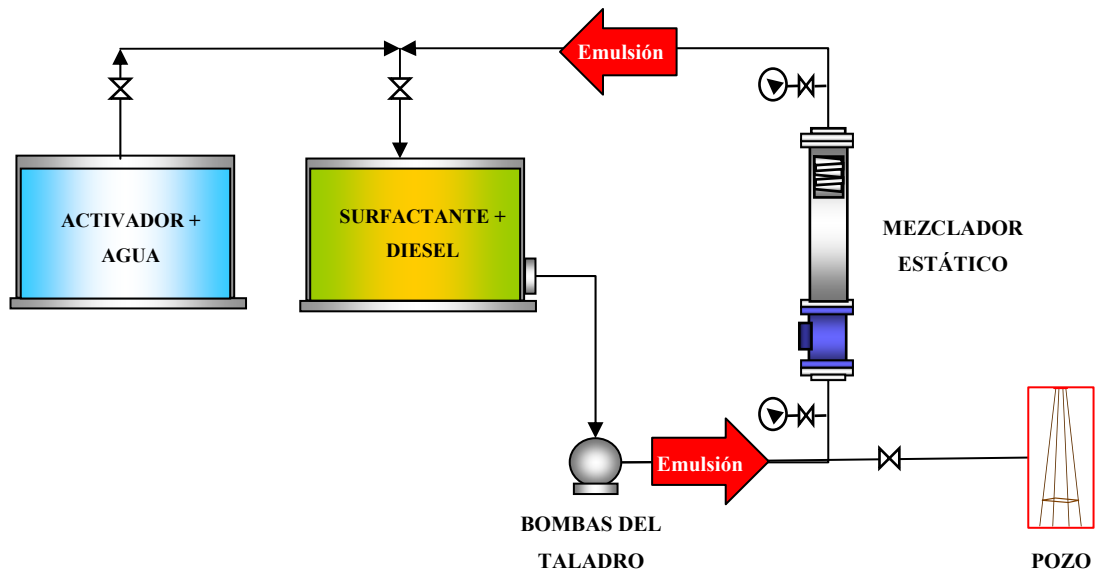
El rol principal de PDVSA Intevep consiste en evaluar la TOFA que esté produciendo PULPACA, por medio del uso de dicho aditivo en sus diferentes tecnologías donde se haga uso de surfactantes para estabilizar los sistemas dispersos. Entre los objetivos planteados por PDVSA Intevep apuntan hacia la producción de surfactantes en el país, con la finalidad de promover el desarrollo endógeno nacional y la soberanía tecnológica de la nación, y en consecuencia disminuir los costos de la industria petrolera nacional asociados a los insumos de aditivos surfactantes.<sup>[10]</sup>



### **3.9.3. Protocolo de Mezcla (Escala Piloto) para la Formulación Base de una Emulsión Inversa Reversible.**

- Medir el volumen de agua y las cantidades necesarias de aditivos: Gasoil, surfactante y activador micelar. <sup>[13]</sup>
  
- Disolver el surfactante en el Gasoil, y asimismo, disolver el activador micelar en el agua. seguidamente, se agrega la fase acuosa (agua mas activador micelar) a la fase orgánica (aceite mas surfactante) y se aumenta la velocidad de agitación en el tanque. Posteriormente, se inicia la recirculación del sistema. <sup>[13]</sup>
  
- Tomar muestras y hacer un chequeo continuo de las propiedades: tamaño de gota, reología, análisis de retorta. <sup>[13]</sup>
  
- Agregar la cantidad de sal prevista y continuar con el monitoreo de las propiedades. <sup>[13]</sup>

En la figura 3.7 se muestra el esquema del protocolo de mezcla para la Formulación Base de una Emulsión Inversa Reversible.



**Fig. 3.7. Esquema del Protocolo de Mezcla (Escala Piloto) para la Formulación Base de una Emulsión Inversa Reversible.** <sup>[13]</sup>

### 3.10. Daño a la Formación.

El daño de formación puede ser cualquier restricción al flujo de fluidos o cualquier fenómeno que distorsiona las líneas de flujo de fluidos, influye significativamente en la productividad y ocasiona una caída de presión adicional en el flujo de fluidos. <sup>[14]</sup>

El daño es causado por una alteración física, química o bacteriana de la roca productora de una formación o de fluidos in situ debido al contacto con el fluido de trabajo o con los componentes de fluidos de perforación, completación y re-acondicionamiento. Este es un problema económico y operacional indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación de petróleo de los reservorios.

Las causas físicas de daño de formación debido a la invasión de un fluido incluyen:

- Bloqueo de los canales de los poros debido a sólidos contenidos en el fluido.
- Hinchamiento o dispersión de arcillas u otros minerales contenidos en la matriz de la roca.
- Bloqueo de agua.
- Reducción de los finos espacios de los poros.

El daño de formación por efecto de causas químicas debido a incompatibilidades de fluidos puede causar:

- Precipitación de soluciones de sales.
- Formación de emulsión.
- Cambio en la mojabilidad de la roca.
- Cambios en los minerales de arcilla alineando en los espacios de los poros de la roca permeable.

### **3.10.1. Clasificación de Daño de Formación.**

- Daño Poco Profundo o en las Cercanías al Pozo.
- Daño Moderado/Profundo.

### **3.10.2. Clasificación de Daño por Tipo de Taponamiento.**

#### **3.10.2.1. Taponamiento Asociados con Sólidos.**

El taponamiento por sólidos ocurre en la cara de la formación, en la perforación, o en la formación y puede ser generado por:

- Sólidos Grandes.
- Sólidos Pequeños.
- Precipitación de Sólidos.

#### **3.10.2.2. Taponamiento Asociado con Filtrado de Fluido.**

El líquido es forzado dentro de zonas porosas por presiones diferenciales, desplazando o mezclando con una porción de los fluidos vírgenes del reservorio. Esto puede crear bloqueo debido a uno o más mecanismos que pueden reducir la permeabilidad absoluta del poro, o restringir el flujo debido a efectos de permeabilidad relativa o viscosidad.

### **3.10.3. Clasificación de Daño por Reducción de Producción.**

Los numerosos mecanismos que resultan en daño de formación también pueden ser clasificados en la manera en la cual reducen la producción:

- Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.
- Reducción permeabilidad relativa del petróleo.

- Incremento de la viscosidad del fluido del reservorio.

### **3.10.3.1. Reducción de la Permeabilidad Absoluta de la Formación.**

La reducción de la permeabilidad de la formación debido a sólidos puede ser el resultado de cuatro diferentes fenómenos:

- Taponamiento de los espacios de los poros en la cara de la formación por la torta de lodo durante la perforación.
- Taponamiento de los espacios de los poros más allá del pozo perforado por sólidos que invadieron del lodo de perforación, fluidos de completación o re-acondicionamiento.
- Hinchamiento de arcillas en situ para llenar los espacios de los poros.

Desalojamiento y migración de finas partículas contenidas entre los espacios de los poros para alojarse en la garganta de los poros.

### **3.10.3.2. Daño por Perforación.**

Una completación de hoyo revestido presenta nuevos retos a una formación productora que puede afectar su productividad. La principal área de preocupación es el túnel de perforación en sí y cómo sus características físicas lo hacen susceptible a taponamiento por sólidos contaminantes.

### 3.11. Pseudodaños o Pseudoskin.

Atribuir todo el skin a un daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas pseudoskins (Pseudodaños) y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación. Hay dos contribuciones:

- Está relacionado al daño de formación, que actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad en la zona del skin. <sup>[15]</sup>
- Está relacionada con un daño superficial en la cara de la formación (sandface) y tiene que ver con el desgaste mecánico producido por el trépano por frotamiento y el desgaste mecánico producido por el flujo durante la perforación. <sup>[15]</sup>

El skin de origen mecánico es comúnmente llamado pseudodaño, mientras que el daño de formación es el único realmente originado dentro de la formación, y no tiene efecto ni relación con el skin de origen mecánico. <sup>[15]</sup>

El Skin total, debido al daño verdadero y pseudodaños consta de:

$$S = S_d + S_{pp} + S_{perf} + S_{turb} + S_{sw} + S_{gp}$$

Donde:

S = Skin total.

S<sub>d</sub> = Skin debido a la alteración de permeabilidad en el área cercana al pozo.

S<sub>pp</sub> = Skin debido a completación parcial.

S<sub>perf</sub> = Skin debido al cañoneo.

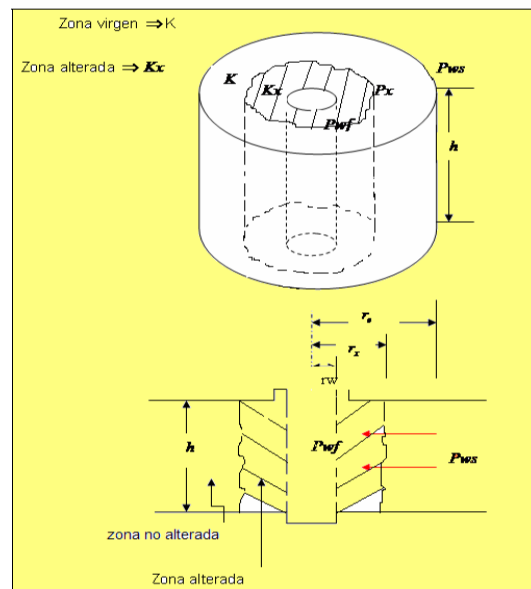
$S_{turb}$  = Skin debido a la turbulencia de flujo.

$S_{sw}$  = Skin debido a la inclinación del pozo.

$S_{gp}$  = Skin debido al empaque de grava.

### 3.12. Análisis Cuantitativo del Daño a la Formación.

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo dado en la Figura 3.8, y suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero abierto y que los pseudodaños son nulos, se tendría un factor de daño “S” debido exclusivamente al daño verdadero, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad  $K_x$ , diferente a la de la zona virgen de la formación  $K$ . [15]



**Fig. 3.8. Sistema Típico de Flujo de un Pozo.** [15]

En estas condiciones considerando el flujo a través de la zona alterada de radio  $r_x$  presión  $P_x$ , se tiene:

Si  $K_x=K$

$$q = \frac{2\pi\pi Kh(P - P_{wf_{ideal}})}{\mu \ln(r_x/r_w)} \quad \text{Ec. (3.3)}$$

Si  $K_x <> K$

$$q = \frac{2\pi\pi Kh(P - P_{wf_{real}})}{\mu \ln(r_x/r_w)} \quad \text{Ec. (3.4)}$$

Además se tiene que:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi\pi K} S \quad \text{Ec. (3.5)}$$

Igualando la Ec. (3.3) y la Ec. (3.4) se tiene:

$$q = \frac{2\pi\pi Kh(P - P_{wf_{ideal}})}{\mu \ln(r_x/r_w)} = \frac{2\pi\pi Kh(P - P_{wf_{real}})}{\mu \ln(r_x/r_w)}$$

Simplificando términos semejantes:

$$K(P_x - P_{wf_{ideal}}) = K_x(P_x - P_{wf_{real}})$$



Despejando Px:

$$P_x = \frac{\frac{K}{K_x} P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}}}{\frac{K}{K_x} - 1} \quad \text{Ec. (3.6)}$$

Combinado Ec. (3.5) y Ec. (3.3) se tiene:

$$\frac{\Delta P_s}{S} = \frac{P_x - P_{wf_{ideal}}}{\ln(r_x/r_w)}$$

Despejando S:

$$S = \frac{\Delta P_s * \ln(r_x/r_w)}{P_x - P_{wf_{ideal}}} \quad \text{Ec. (3.7)}$$

Sustituyendo la Ec. (3.6) en la Ec. (3.7) se tiene:

$$S = \frac{\Delta P_s * \ln(r_x/r_w)}{\frac{\frac{K}{K_x} P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} - \left(\frac{K}{K_x} - 1\right) P_{wf_{ideal}}}{\frac{K}{K_x} - 1}}$$

Simplificando términos semejantes:

$$S = \frac{\left(\frac{K}{K_x} - 1\right) * \ln(r_x/r_w) * \Delta P_s}{\frac{K}{K_x} P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} - \frac{K}{K_x} P_{wf_{ideal}} + P_{wf_{ideal}}}$$

$$S = \frac{\left(\frac{K}{K_x} - 1\right) * \ln(r_x/r_w) * \Delta P_s}{P_{wf\_ideal} - P_{wf\_real}} \quad \text{Ec. (3.8)}$$

Como:  $\Delta P_s = P_{wf\_ideal} - P_{wf\_real} \therefore$

$$S = \frac{\left(\frac{K}{K_x} - 1\right) * \ln(r_x/r_w) * \Delta P_s}{\Delta P_s}$$

Simplificando se demuestra que:

$$S = \left(\frac{K}{K_x} - 1\right) * \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right) \quad \text{Ec. (3.9)}$$

Donde:

S= Daño de formación (Adimensional)

K= Permeabilidad original del yacimiento (mD)

K<sub>x</sub>= Permeabilidad de la zona alterada (mD)

r<sub>x</sub>= Radio de la zona alterada (Pulg.)

r<sub>w</sub>= Radio del pozo (Pulg.)

De aquí puede observarse que

- Si  $K_x < K$ ,  $S > 0$ , el pozo está dañado.
- Si  $K_x = K$ ,  $S = 0$ , el pozo no tiene daño.
- Si  $K_x > K$ ,  $S < 0$ , el pozo fue estimulado.

En la tabla 3.4 se muestra valores típicos de daño (Skin).

**Tabla 3.4. Valores Típicos de Daño (Skin).** <sup>[15]</sup>

<b>Condición de Pozo</b>	<b>Valor de S</b>
<b>Altamente Dañado</b>	<b><math>S &gt; +10</math></b>
<b>Dañado</b>	<b><math>S &gt; 0</math></b>
<b>Sin daño</b>	<b><math>S = 0</math></b>
<b>Acidificado</b>	<b><math>-1 \leq S \leq -3</math></b>
<b>Fracturado</b>	<b><math>-2 \leq S \leq -4</math></b>
<b>Masivamente Fracturado</b>	<b><math>S &lt; -5</math></b>

### **3.13. Deterioro del Desempeño del Pozo.**

El deterioro de la productividad de un pozo como resultado del empleo de un fluido de perforación base aceite se manifiesta de diversas formas. Puede ocurrir dentro de la roca yacimiento, en la pared del pozo o puede estar relacionado con el taponamiento del equipo de terminación y los empaques de grava como consecuencia del desplazamiento deficiente del lodo a base aceite y del revoque de filtración humedecido con aceite. <sup>[9]</sup>

Las partículas de sólidos grandes presentes en el lodo forman un revoque de filtración en la cara de la roca yacimiento cuando la filtrado de lodo invade la matriz de la roca. Las partículas más pequeñas existentes en el filtrado pueden agregarse y bloquear las gargantas de poro, formando un revoque de filtración interno. Los

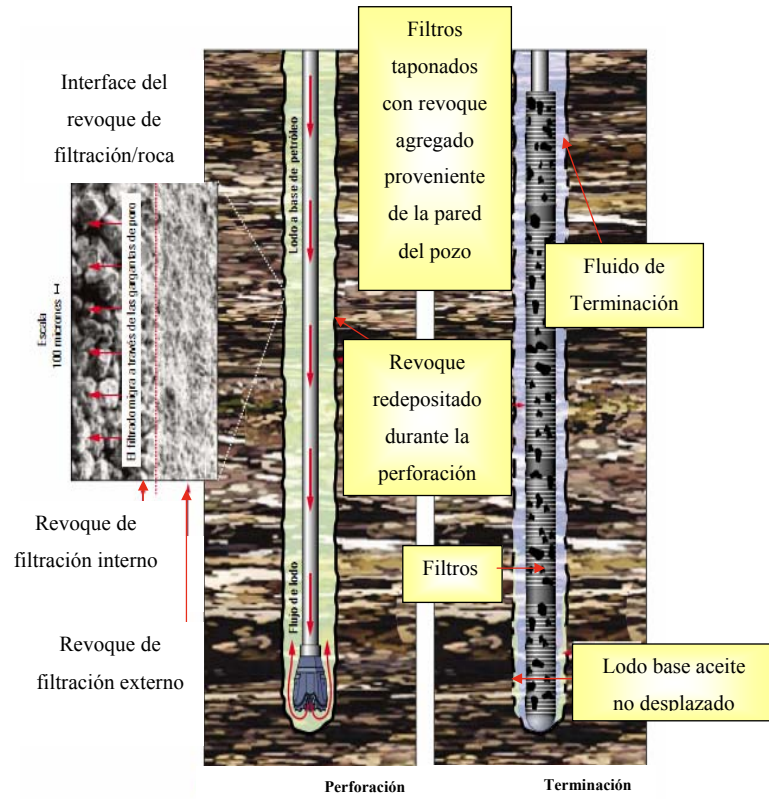
revoques de filtración humedecidos con aceite, particularmente aquellos que se desarrollan dentro de la formación, suelen ser resistentes a la interacción química y tienen superficies expuestas pequeñas, lo que limita aún la eliminación mecánica de los químicos.

El aceite invasor transporta diversos surfactantes mejoradores de la mojabilidad al agua hacia el interior de la formación. Si bien estos surfactantes son necesarios para estabilizar las emulsiones de agua en aceite, los que atraviesan las gargantas de poro del yacimiento pueden modificar el estado húmedo natural haciendo que pase de un estado humedecido con agua a un estado humedecido con aceite, proceso que impide el flujo de hidrocarburos a través de la matriz de la roca durante la producción. Las pruebas han demostrado que una garganta de poro humedecida con petróleo no sólo restringe el flujo de hidrocarburos sino que puede aumentar la movilidad de las partículas finas, las arcillas u otras partículas de rocas finas. Una vez que adquieren movilidad, estas partículas pueden obturar las gargantas de poro, reduciendo aún más la permeabilidad.

Después de la perforación, y antes de bajar el equipo de terminación de pozos, el fluido del pozo suele ser desplazado por un fluido de terminación a base de agua, normalmente una solución de varias sales. Durante este desplazamiento, colocan en la solución lavados químicos y espaciadores viscosos que hacen que las superficies queden humedecidas con agua, a la vez que ayudan a eliminar del pozo el lodo a base aceite y el material residual humedecido con aceite. No obstante, debido al estar humectado con aceite los revoques y otros materiales depositados durante el proceso de perforación no resultan fáciles de dispersar o eliminar con productos químicos de limpieza. Las emulsiones compuestas de lodo a base aceite no desplazado y los fluidos de desplazamiento a menudo permanecen dentro del pozo. Una vez que comienza la producción, el flujo proveniente del yacimiento puede movilizar estos materiales taponando el equipo de terminación y los empaques con grava.

El daño de la formación resulta de la depositación del revoque de filtración humedecido con petróleo externo o interno, los efectos de los surfactantes, la obturación o la movilización de finos, y el taponamiento del equipo de terminación de pozos y los empaques con grava, puede deteriorar sustancialmente de que el mismo haya sido destinado a producción o a inyección. La solución más obvia para evitar el deterioro de la productividad relacionado con el lodo a base aceite consistiría en perforar yacimiento con lodo base agua. Sin embargo, los ingenieros a menudo utilizan fluidos de perforación a base aceite para minimizar el riesgo y alcanzar en forma eficaz los objetivos de la perforación extendida.

En la figura 3.9 (izquierda) muestra el desempeño reducido del pozo con revoque de filtración residual depositado por el lodo a base aceite. Durante la perforación, el filtrado se dirige hacia la roca yacimiento permeable, dejando atrás el revoque de filtración interno y externo. Los surfactantes mejoradores de la mojabilidad al aceite, transportados con el filtrado, a menudo alteran el estado de humidificación de las gargantas de poro productivas y pueden en ocasiones movilizar los finos que han sido convertidos a un estado humedecido con aceite. La depositación de revoque de filtración de baja calidad, la mojabilidad por aceite de las superficies y de las gargantas de poro, y por la movilización de finos producen daño de la formación. Una vez desplazado el lodo con fluido de terminación y luego emplazado el aparejo de producción en su lugar, el lodo a base aceite no desplazado residual, contaminado con fluidos de desplazamiento, sólidos perforados y revoque de filtración agregado desalojado del pozo, puede taponar los filtros y los empaques de grava, reduciendo el desempeño de grava, reduciendo el desempeño del pozo (derecha).<sup>[9]</sup>



**Fig. 3.9. Desempeño Reducido del Pozo con Revoque de Filtración Residual Depositado por el Lodo a Base de Petróleo.<sup>[9]</sup>**

## CAPÍTULO IV

### MARCO METODOLÓGICO

#### 4.1. Tipo de Investigación.

El problema que se trabajó es catalogado como una investigación del tipo explicativa, debido a que su desarrollo se identificó con el concepto de causa-efecto, tal como lo define Arias (1997) *“la investigación explicativa se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto”*, modelo que se enfoca a *“la búsqueda de los factores que constituyen la causa de un evento físico”*, es por ello, que este trabajo explica el por que ocurre un fenómeno y las condiciones que se deben tener para que suceda el mismo, dicho fenómeno en los trabajos de terminación de pozos que realiza PDVSA Gas son los factores por lo que tiene influencia del uso de las emulsiones inversas reversibles como fluido de completación que pueden ocasionar reducción de la permeabilidad de la formación, taponamiento de los equipos de completación y por ende una baja en la producción de hidrocarburos en los yacimientos.

#### 4.2. Diseño de la Investigación.

De acuerdo a la estrategia implementada que dio respuestas al problema planteado, se definió el diseño de la investigación bajo la estructura de investigación tipo mixta, en la cual participa la naturaleza de la investigación documental y de campo; La investigación es documental porque se consulta en libros, tesis y paper de trabajos similares al tema que ayude tener una base teórica y es investigación experimental porque Arias (1997) establece que *“consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna”*.

Para éste tipo de diseño al igual que en la investigación las variables son de carácter independiente y no pueden ser manipuladas, por lo que el investigador no tiene control directo sobre éstas.

### **4.3. Población.**

La población o universo es el conjunto de elementos o unidades a los cuales se refiere la investigación y para la cual serán válidas las conclusiones que se obtengan. Para efecto de esta investigación se considera como población los pozos donde se utilizaron emulsión inversa reversible como fluidos de completación en el Campo Santa Rosa y San Joaquín que poseen la información necesaria para el estudio.

### **4.4. Muestra.**

La muestra es una parte representativa de la población. Es un subconjunto de elementos pertenecientes a un conjunto definido en sus características como población; en este caso la muestra estará representada por dos (2) pozos pertenecientes al Campo Santa Rosa y uno (1) del Campo San Joaquín, ambos del Área Mayor de Anaco.

### **4.5. Procedimiento Metodológico.**

#### **4.5.1. Revisión Bibliográfica.**

Todo proyecto se inicia con la búsqueda y obtención de una base teórica del conjunto de elementos que conforman la tesis de grado, pues aporta una visión más amplia de los alcances del proyecto, permite entender, comprender y sustentar toda la información inherente al tema en estudio. Primero se realizó una búsqueda de



material bibliográfico: libros, informes técnicos, manuales, tesis de grado que pudieran ser relacionados con el tema, luego se hizo una revisión general de dicho material con el propósito de seleccionar y organizar toda la información que tuviese una estrecha vinculación con el trabajo a realizar, de manera de tener una evaluación completa del proyecto y verificar el logro de los objetivos establecidos en el proyecto. Adicionalmente, se revisó toda la información existente referente a las generalidades del Campo Santa Rosa y San Joaquín del Área Mayor de Anaco, partiendo desde su ubicación geográfica, descripción geológica, operaciones de perforación, historia de los pozos, entre otros.

#### **4.5.1.1. Recopilación de Datos de las Propiedades y Tipo de Fluido Empleado para la Completación.**

La recopilación de información técnica se realizó a través de bases de datos de la empresa PDVSA Gas Anaco. La información histórica, informes de registros, condiciones actuales del pozo, precauciones especiales, información de arenas probadas y producidas, información del pozo, revestidores, equipo de producción desde el fondo, historial del pozo, últimos trabajos de guaya y la última prueba representativa fueron obtenidos a través de Superintendencia de Operaciones de Yacimiento Anaco. También se obtuvieron a través de los sumarios e informes finales de completación (DIMS), donde se destacan la mudanza e instalación del taladro, los datos de propiedades y desempeño de los fluidos utilizados para la completación de cada uno de los pozos en estudio, los problemas operaciones que ocurrieron durante la instalación del diseño mecánico de los pozos, entre otros datos.

#### **4.5.2. Selección de los Pozos.**

El siguiente paso consistió en seleccionar los pozos donde se aplicaron la emulsión inversa reversible como fluido de completación (solamente los que usaron el surfactante La TOFA) y que tuvieran los eventos operacionales presenciados durante la completación de los mismos, por resultar esta información de vital importancia para el desarrollo del principal objetivo del trabajo.

#### **4.5.3. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas donde se usó las Emulsiones.**

Para iniciar con el desarrollo de la tesis fue preciso estudiar y conocer, de forma general y detallada, los aspectos geológicos que han caracterizado a las formaciones atravesadas durante las operaciones de perforación realizadas en el Campo Santa Rosa y San Joaquín de Área Mayor de Anaco. Para esto, se contó con informes y sumarios geológicos, además de los resultados de registros eléctricos corridos en los pozos y el apoyo del personal de la Gerencia de Yacimiento de Gas Anaco.

Se estudiaron las pruebas de producción realizadas a los pozos y en caso de no haber, se correlacionaron con las realizadas en pozos vecinos que correspondieran al mismo yacimiento, con el fin de describir las propiedades de los fluidos y poder clasificar los yacimientos. También se analizó las estimaciones de las reservas realizadas a los reservorios, esto con el fin de verificar la rentabilidad de la completaciones en dichas arenas. Por ultimo, se describió las propiedades petrofísicas de la arena para verificar su potencialidad para la explotación de hidrocarburos.

##### **4.5.3.1. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena Completada para cada Pozo.**

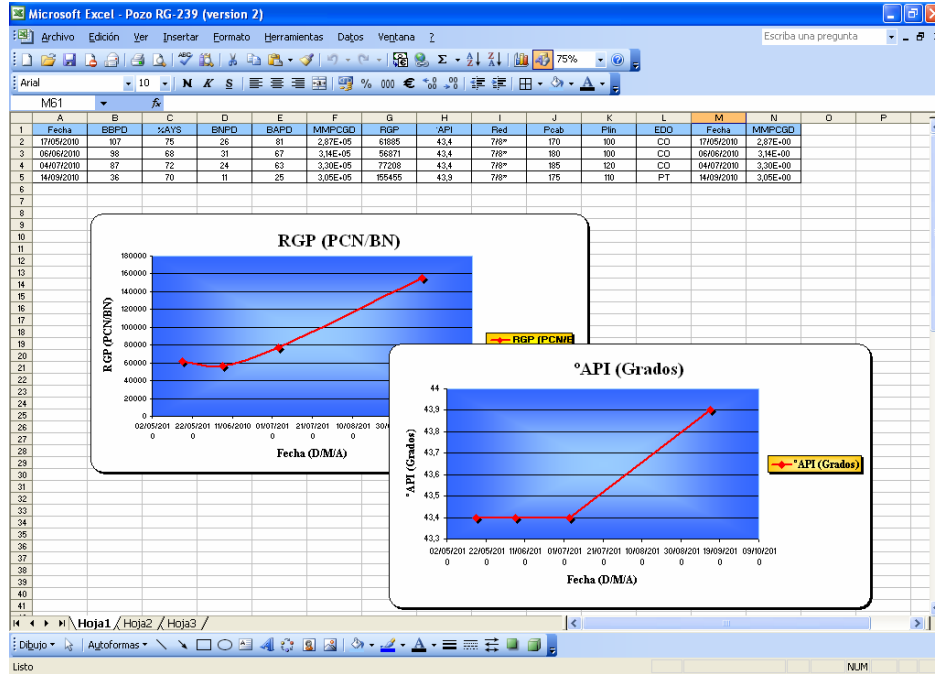
Se estudiaron el informe de arenas probadas y producidas para conocer las arenas que podían ser explotadas y la completación mecánica realizada por pozo. De esta manera se obtuvo el espesor de la arena, pronósticos de las arenas que debían abandonarse debido a su ninguna o baja producción e incluso las poco rentables. Posteriormente, se estudió el equipo de completación, reportes de equipos en mal estados y cambio del equipo de completación, todo esto con el fin de saber si se garantizó el sello hidraulico de cada arena productora interceptada por los pozos en estudio.

#### **4.5.3.2. RGP y Gravedad API del Hidrocarburo Contenido en Cada Arena.**

Utilizando la herramienta Microsoft Office Excel se construyó una grafica de RGP y Gravedad API vs Fecha para cada yacimiento de hidrocarburos contenidos en cada arena, ésto se realizó con las pruebas de producción efectuadas en los pozos en estudio o los pozos vecinos que pudieran correlacionarse por poseer la misma arena, de esta manera se estudió el comportamiento y la variación composicional de los hidrocarburos para caracterizar el yacimiento.



**Fig. 4.1. Herramienta Microsoft Office Excel.**



**Fig. 4.2. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir la Grafica de RGP y Gravedad API vs Fecha.**

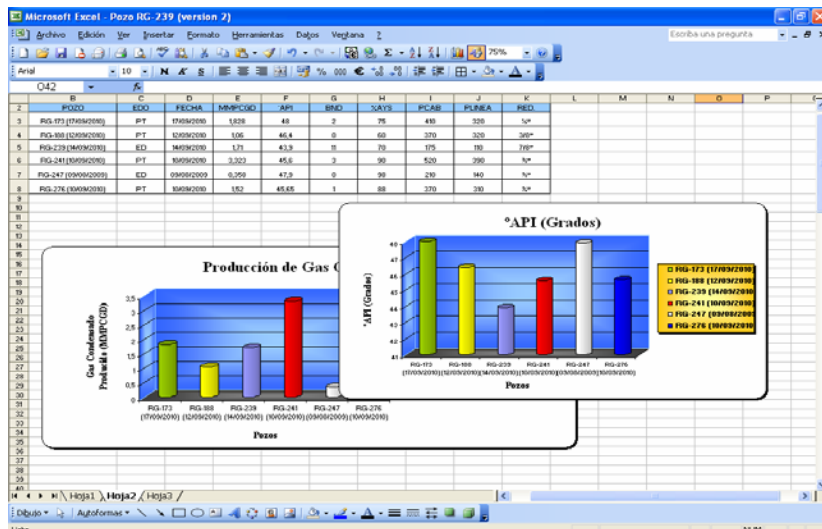
#### 4.5.3.3. Reservas de Hidrocarburos Contenida en las Arenas.

Tomando en cuenta el sumario de producción de los pozos en estudio se describió las estimaciones de las reservas remanentes y recuperables tanto para todo el yacimiento como por arena interceptada por el pozo, por lo que se logró conocer el volumen de hidrocarburo que se podían extraer a través de los pozos en las arenas que estaban propuestas a completar.

#### 4.5.3.4. Pruebas de Producción del Yacimiento.

En este caso existieron pruebas de producción que se realizaron en los pozos en estudio y vecinos que correspondieran al mismo yacimiento, sin embargo hubo un caso donde la arena estaba propuesta a explotar y se utilizó una prueba de producción realizada a los pozos mas cercanos que también correspondieran al mismo reservorio.

Utilizando la herramienta Microsoft Office Excel se transcribieron los datos obtenidos en dicha prueba y se graficó la producción de gas Condensado, Petróleo, Agua, Gravedad API, Porcentaje de AyS y gráficos de presiones de cabezal y en la línea. Siguiendo este procedimiento se describiría mejor el yacimiento por su variación composicional de los fluidos y responderían a las interrogantes de las arenas que tenían baja su producción, también se logró pronosticar cuales pozos podían presentar problemas operacionales como taponamiento, erosión, excoriaciones, entre otros que podían afectar la producción de hidrocarburos.



**Fig. 4.3. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir la Grafica de Producción de Gas condensado (Izquierda) y Gravedad API (derecha) vs Fecha para cada Pozo en el Yacimiento RG-134.**



**Fig. 4.4. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir la Grafica Porosidades y Estimación de la Porosidad Promedio.**

La Ecuación utilizada para el cálculo de la saturación de agua promedio es la siguiente:

$$S_{w(\text{promedio})} = \frac{(S_{w(\text{Sim})} + S_{w(\text{Arch})})}{2} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

➤ CASO II: Arena MER-JM (Yacimiento RG-9).

**Tabla 4.1. Data Petrofísicos de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).**

ARENA/Yac.	ØD	ØDsh	ØDc	ØN	ØNsh	ØNc	Øc	Sw	Fluido	Ø*100)^4	wi*100)^4
ME-J1Sup/RG-280	0,06	0,075	0,05	0,135	0,405	0,09	0,08	0,22	Gas/Cond.	7184	169
ME-J1Inf/RG-280	0,126	0,075	0,12	0,075	0,405	0,05	0,09	0,13	Gas/Cond.	17074	169
ME-J2/RG-280	0,051	0,075	0,04	0,126	0,405	0,06	0,05	0,44	Gas/Cond.	1445	169
ME-K/RG-280	0,063	0,075	0,05	0,126	0,405	0,05	0,05	0,18	Gas/Cond.	1049	169
ME-L/RG-280	0,09	0,075	0,08	0,12	0,405	0,04	0,06	0,23	Gas/Cond.	2930	169
ME-L/RG-280	0,12	0,075	0,11	0,126	0,405	0,1	0,11	0,24	Gas/Cond.	33334	169
ME-L/RG-280	0,128	0,075	0,12	0,114	0,405	0,09	0,11	0,14	Gas/Cond.	32364	169
ME-M1/RG-280	0,129	0,075	0,12	0,096	0,405	0,07	0,1	0,43	Gas/Cond.	24905	169

Nota: Información suministrada por PDVSA Gas.

**Tabla 4.2. Data Petrofísicos de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29),  
Continuación.**

ARENA/Yac.	K (mD)	K*h (mD*Pie)
ME-J1Sup/RG-280	6	520
ME-J1Inf/RG-280	14	495
ME-J2/RG-280	1	7
ME-K/RG-280	1	3
ME-L/RG-280	2	5
ME-L/RG-280	27	54
ME-L/RG-280	26	104
ME-M1/RG-280	20	1082

Nota: Información suministrada por PDVSA Gas.

Se calcularon las porosidades promedio

$$\varnothing D_{prom} = \left[ \frac{\sum \varnothing}{n} \right] * 100 \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Para las demás porosidades se aplico el mismo procedimiento, obteniendo los siguientes resultados

**Tabla 4.3. Porosidades Promedios en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).**



ØD prom (%)	ØDsh prom (%)	ØDc prom (%)	ØN prom (%)	ØNsh prom (%)	ØNc prom (%)	Øc prom (%)
9,59	7,50	8,63	11,48	40,50	6,88	8,13

Por último se Calculó una Porosidad Promedio Total aplicando la Ec. 4.1

$$\text{ØDprom} = \left[ \frac{(9,59 + 7,50 + 8,63 + 11,48 + 40,50 + 6,88 + 8,13)}{8} \right]$$

Calculando el espesor total (ANPtotal).

$$\text{ANP}_{\text{total}} = \sum \text{INTERVALOS PERFORADOS} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$\text{ANP}_{\text{total}} = (90 + 36 + 6 + 4 + 2 + 2 + 4 + 54)$$

Calculando la permeabilidad promedio total (Kprom).

$$\text{Kprom} = \frac{\sum K}{n} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$K_{prom} = \left[ \frac{(6 + 14 + 1 + 1 + 2 + 27 + 26 + 20)}{8} \right]$$

Calculando el saturación de agua total ( $S_w$  prom).

$$S_w \text{ prom} = \frac{\sum S_w}{n} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$S_w \text{ prom} = \left[ \frac{(0,22 + 0,13 + 0,44 + 0,18 + 0,23 + 0,24 + 0,14 + 0,43)}{8} \right] * 100$$

#### **4.5.3.6. Chequeo Mecánico Mediante un Registro de Presión y Temperatura al Pozo.**

Se estudiaron los resultados obtenidos por los registro de presión y temperatura realizada en cada arena, logrando conocer la profundidad de la arena, temperatura del hidrocarburo y su presión, como también la existencia de un acuífero y en caso de haber, mostraba su profundidad, temperatura y su presión. De esta manera se podía establecer la potencialidad al yacimiento y el aporte de energía del acuífero en el mismo.

#### **4.5.4. Comparación las Formulaciones de las Emulsiones Inversas Reversibles usadas en el Distrito Gas Anaco.**

Para cumplir éste objetivo del proyecto se investigó en el DIMS de los pozos en estudio (RG-239, RG-280 y JM-210) las formulaciones aplicadas para los trabajos de completación y re-acondicionamiento, dando como resultado que en los pozos se le está aplicando actualmente una nueva formulación conocida como el “Nuevo Sistema TOFA o TOFA Nacional”, una emulsión inversa reversible económicamente rentable hecha en Venezuela bajo un estudio realizado por el convenio entre PDVSA y la CVG (Corporación Venezolana de Guayana) para desarrollar proyectos en conjunto que generen productos y tecnologías útiles, con las cuales se pueda apalancar el desarrollo endógeno nacional y la soberanía tecnológica del país.

En este sentido, en el desarrollo del proyecto se encuentran involucradas otras empresas como PROFORCA C.A., filial de la CVG cuyo principal activo son grandes plantaciones de Pino Caribe, entre sus funciones es proporcionarle la corteza de los pinos a PULPACA, Empresa de Producción Social (EPS) recientemente fundada por el Estado Venezolano para la activación de la industria del papel en el país, y que esta última (en la etapa de producción de la pulpa de papel) genere el producto secundario CTO, y que finalmente se pueda producir la TOFA nacional.

Sin embargo, en el Distrito Gas Anaco anteriormente se ha aplicado formulaciones de emulsión inversa reversible, se puede mencionar La TOFA Internacional una formulación comprada por PDVSA Gas a empresas transnacionales, también se ha utilizado emulsiones directas con la Tecnología INTEFLOW® 1000, 2000, 3000 y Sistema Aireado producida por PDVSA Intevep y por último la Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) ampliamente usada como fluido de completación de pozos.

Para realizar la comparación de las formulaciones, primero se investigó con ayuda de PDVSA Intevep las formulaciones del Nuevo Sistema TOFA que actualmente es aplicada a los pozos RG-239, RG-280 y JM-210, y se comparó con las formulaciones de emulsión inversas que anteriormente eran aplicadas o se están utilizando en los pozos del Distrito Gas Anaco, en este caso también con ayuda de PDVSA Intevep y además de PDVSA Gas, se logró conseguir la formulación de la TOFA Internacional, INTEFLOW® 2000 y Sistema Aireado y la Salmuera con Cloruro de Sodio, con el objetivo de verificar la ventaja que ejerce de la Nueva Tecnología TOFA aplicada para los pozos con respecto a las otras formulaciones mencionadas.

#### **4.5.4.1. Formación de las Emulsiones Inversas Reversibles.**

Inicialmente se estudió la formulación del Nuevo Sistema TOFA que cumple con los parámetros exigidos por PDVSA Intevep, cuyas especificaciones para los grados de TOFA han sido establecidas por las normas ASTM D1980, D1240, D1965, D1983, D1544 y D1959.

##### Materiales Utilizados.

- TOFA comercial (Tabla D-1).
- Agua proveniente del grifo de laboratorio (Tabla D-2).
- Monoetanolamina (MEA), grado analítico.
- Cloruro de potasio (KCl), muestra comercial.
- Cloruro de sodio (NaCl) al 99% de pureza.
- DIESEL (Tabla D-3).

### Equipos.

- Agitador mecánico, marca TOKUSHU KIKA, modelo ROBOMICS.
- Agitador de alta velocidad, marca HAMILTON BEACH.
- Analizador de tamaño de partículas, marca MALVERN, modelo MASTERSIZER/E.
- Reómetro, marca *BOHLIN*, modelo *CS-10*.
- Reómetro, marca *Anton Paar*, modelo *Physica MCR 301*.
- Horno de envejecimiento a altas temperaturas y celdas para almacenar los fluidos.

#### **4.5.4.2. Preparación de las Emulsiones Inversas Reversibles.**

Para preparar las emulsiones PDVSA Intevap utilizó el sistema DIESEL - TOFA - ÁLCALI - AGUA, donde el álcali utilizado fue monoetanolamina (MEA). El procedimiento de preparación es el siguiente:

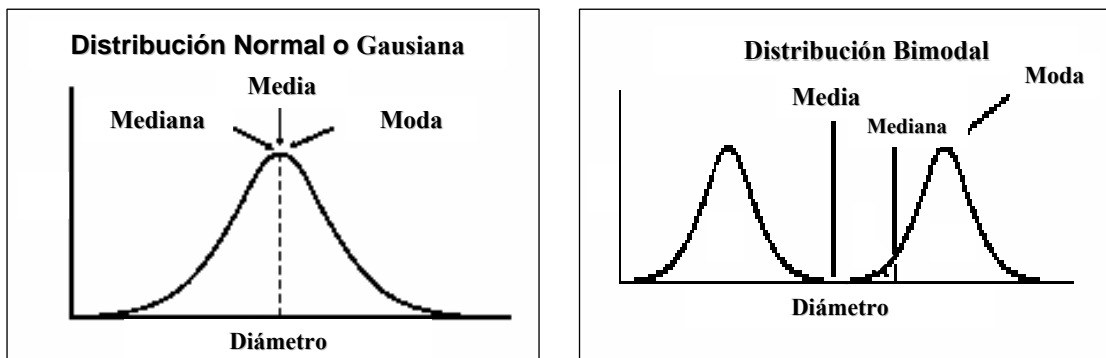
Para una relación agua/aceite (WOR) de 30/70 y 40/60 (p/p), concentración total de TOFA de 1,5 y 2,0% (p/p) y disuelta en el DIESEL, concentración total de MEA entre 0,3 y 1,0% (p/p) y disuelta en el AGUA, se mezclaron las fases a una velocidad de agitación entre 8.000 y 10.000 RPM durante 15 minutos, en presencia de diferentes concentraciones de sal (KCl). Las emulsiones se prepararon a la temperatura de laboratorio (22 °C). De esta forma, tomando en cuenta las variables

mencionadas previamente, la matriz experimental planteada se encuentra en la Tabla E-1 (Apéndice E-1).

➤ Diámetro de Gota y Perfil Reológico en Función de la Concentración de KCL.

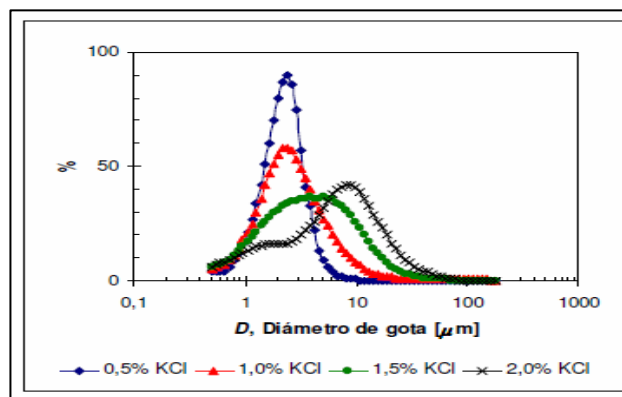
El diámetro de la gota son realizadas por el Analizador del Tamaño de Partículas que pueden presentar las siguientes tipos de distribuciones que se muestran en el Figura 4.5, donde el tamaño de la gota es tomada aplicando aritmetica y estan regida por la Ley de Abrams del  $D_{50}$  y de Hands del  $D_{90}$ .

- **$D_{10}$** : 10 % de las partículas tienen diámetro menor o igual a este valor.
- **$D_{50}$** : Punto medio de la distribución de partículas (Mediana). El 50% de las partículas tienen diámetro menor o igual a este valor.
- **$D_{90}$** : 90 % de las partículas tienen diámetro menor o igual a este valor.

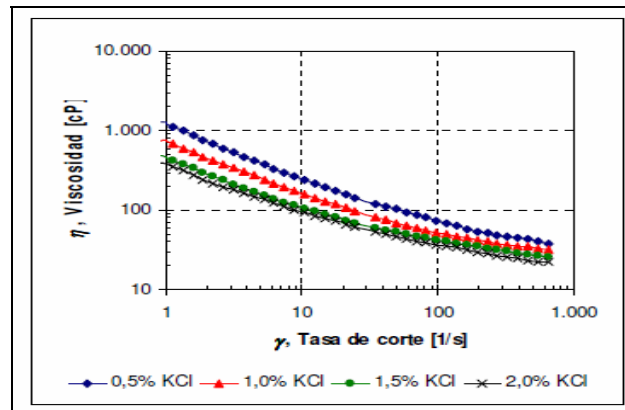


**Fig. 4.5. Tipos Distribuciones del Tamaño de las Gotas en las Emulsiones Inversas Reversibles.**

Con los resultados obtenidos se generó un gráfico en el analizador de tamaño de partículas y se comparó el diámetro de la gota de aceite obtenido al 1,5 % y 2,0 % de TOFA con el aumento de KCL (Figura 4.6). Ésto con el objetivo de verificar si cumple con el parámetro del tamaño de la gota que brinde estabilidad a la emulsión, la cual es aproximadamente desde 1 hasta 20 micras, las relaciones de aceite disuelta en agua (O/W) que se compararon fue de 30/70 y 40/60, de modo que también se estudio el comportamiento del tamaño de la gota de la formulación cuando se disminuye la fase continua (acuosa) o la fase dispersa (oleica) y la viscosidad presentada con el aumento de la tasa de corte (Figura 4.7).



**Fig. 4.6. Modelo del Tamaño de las Gotas en las Emulsiones Inversas Reversibles.**



**Fig. 4.7. Grafico. Modelo del Perfil Reológico en Función de la Concentración de KCL.**

**4.5.4.2.1. Determinación de Propiedades.**

A las emulsiones preparadas se les realizó la determinación de sus principales propiedades: diámetro de gota  $D_{0,9}$ , pH, densidad y perfil reológico. Las pruebas consistieron en lo siguiente:

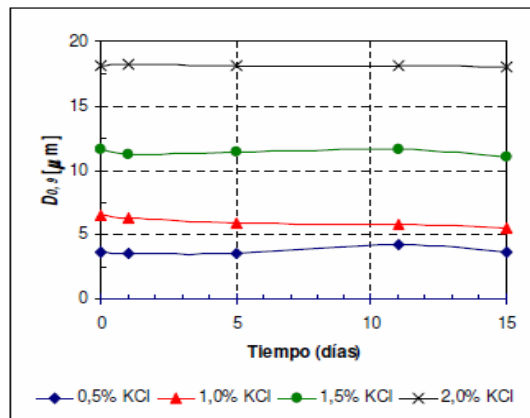
**4.5.4.2.2. Pruebas de Estabilidad Estática.**

Las emulsiones preparadas se almacenaron en una estufa a 40 °C durante 15 días y periódicamente se determinaba su diámetro de gota y viscosidad.

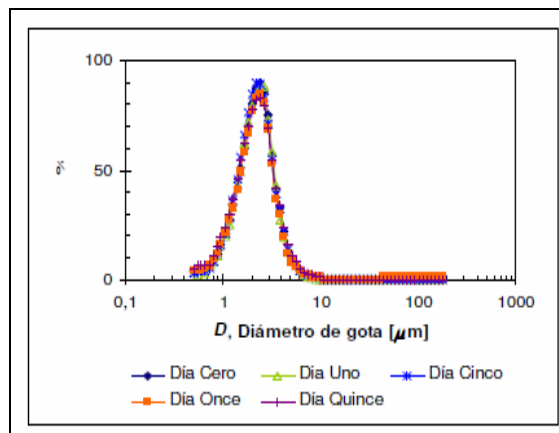
➤ Diámetro de Gota y Perfil Reológico en Función del Tiempo de Almacenamiento.

En este caso se graficó el tamaño de la gota con respecto al tiempo de almacenamiento de 15 días para verificar variación del diámetro, como también la viscosidad con el aumento de la tasa de corte (Figura 4.8 y 4.9). Las formulación estaba preparadas con una relación aceite/agua de 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA y se incrementaba con 0,5%, 1,0%, 1,5% y 2,0% de KCl, el cual se comparo con una relación de 40/60 para presentarlas como análisis de resultados, pero también se hicieron graficas aumentando al 2,0 de porcentaje de TOFA cuyos resultados se encuentra en el apéndice F (Figura F-1 hasta el F-5).

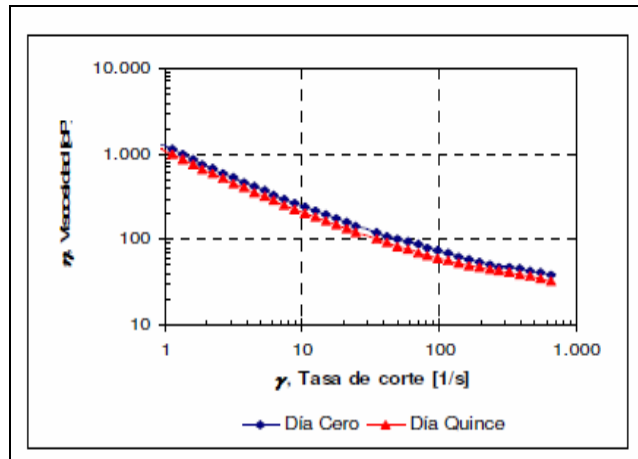




**Fig. 4.8. Modelo del Diámetro de Gota D<sub>0,9</sub> en Función del Tiempo de Almacenamiento para las Emulsiones.**



**Fig. 4.9. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento.**



**Fig. 4.10. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento.**

➤ Valores de pH y Densidad Obtenidos de las Emulsiones Inversas Reversibles.

PDVSA Intevep realizó pruebas de pH y densidad el primer día de la formulación y después de 15 días, las cuales estaban preparadas para 1,5% y 2,0% de TOFA con una relación aceite/agua del 30/70 y 40/60, el cual se le incrementó el KCL al 0,5%, 1,0%, 1,5% y 2,0%. Con los resultados obtenidos se comparó las dos formulaciones para verificar si puede causar corrosión en las tuberías que se encuentran en los pozos y la variación de la densidad con el aumento de KCL y relación O/W.

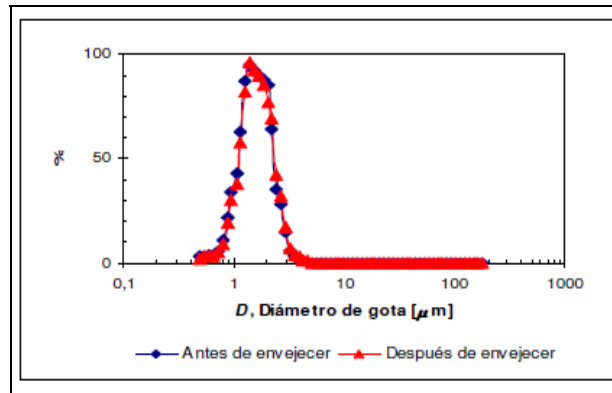
**4.5.4.2.3. Pruebas de Estabilidad Dinámica.**

La Prueba de Estabilidad Dinámica es conocida también como Pruebas de Envejecimiento y su principal objetivo es evaluar la estabilidad térmica del fluido

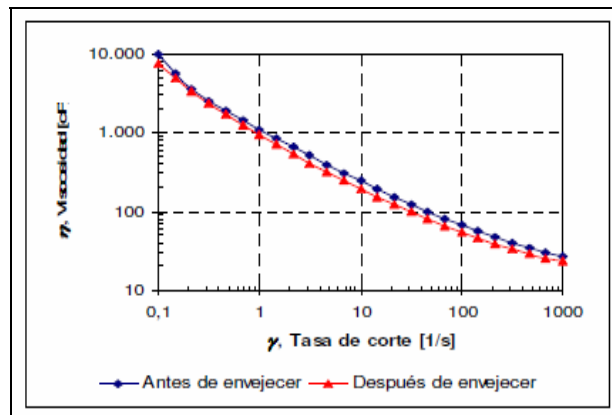
formulado. Las pruebas las desarrolló PDVSA Intevep a distintas temperaturas: 200 °F (93 °C), 250 °F (121 °C), 300 °F (149 °C) y 350 °F (177 °C). El procedimiento seguido consistió en la preparación de la emulsión (de acuerdo a la formulación seleccionada) y se le realizó una medición de sus propiedades reológicas y diámetro de gota. Seguidamente, la emulsión preparada se le agregó en la celda de calentamiento y se introdujo en el horno de envejecimiento a la temperatura deseada durante 16 horas. Finalizada la prueba, se midieron nuevamente las propiedades reológicas y el diámetro de gota, y se compararon los resultados obtenidos antes y después del proceso de envejecimiento. Al concluir esta etapa del trabajo experimental se hizo la selección de la formulación que presentó las mejores características como fluido de completación, para lo cual se tomó en cuenta su comportamiento reológico y estabilidad térmica, además de otros parámetros importantes tales como pH y densidad del fluido.

➤ Curva de Distribución de Tamaño de Gota y Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer.

En este caso se seleccionó la formulación con relación O/W de 30/70 para analizar el comportamiento del diámetro de gota antes y viscosidad después de envejecer a 200 °F generada por una emulsión inversa reversible de 1,5% TOFA - 0,5% MEA con el incremento de KCL al 0,5%, 1,0%, 1,5% y 2,0%. Luego la formulación se le comparó con las curvas generadas con el aumento de temperatura de 250, 300 y 360 Grados Fahrenheit (°F), con el fin de entender el comportamiento y estabilidad de la emulsión inversa reversible a las altas temperaturas que posee los yacimientos del Área Mayor de Anaco. También se le realizó sus respectivas graficas de acuerdo a los resultados obtenidos para una relación de aceite/agua de 40/60 que se muestran en el apéndice E-1 (Tabla E-1 y Figura F-1 hasta el F-8).



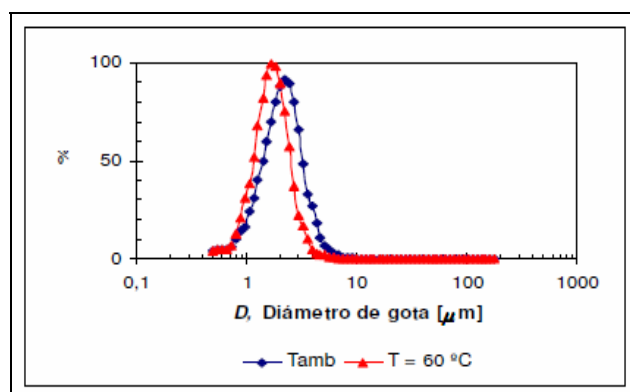
**Fig. 4.11. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA y 0,5% KCL.**



**Fig. 4.12. Modelo del Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5% KCL.**

- Curva de Distribución de Tamaño de Gota para la Prueba de Formación a Diferentes Temperaturas.

Para la prueba se sometió únicamente la formulación de WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA variando la concentración de KCL al 0,5%, 1,0%, 1,5% y 2,0% (Tabla E-2), posteriormente se graficó el tamaño de gota una temperatura ambiente y se comparó con la curva generada a 60 °F (Figura 4.13).



**Fig. 4.13. Grafico. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA y 0,5% KCL.**

Cuando la formulación de la emulsión inversa reversible utilizando TOFA como surfactante cumple con los parámetros exigidos por PDVSA Intevep de las pruebas de estabilidad estática y dinámica se considera apto para utilizar la formulación como fluido de completación en los pozos.

#### **4.5.4.2.3.1. Comparación de la Curva de Distribución del Tamaño de Gota Generada por la Formulación de la Emulsión Inversa Reversible utilizando**

**como Surfactante el Nuevo Sistema TOFA y una Emulsión Directa con la Tecnología INTEFLOW®.**

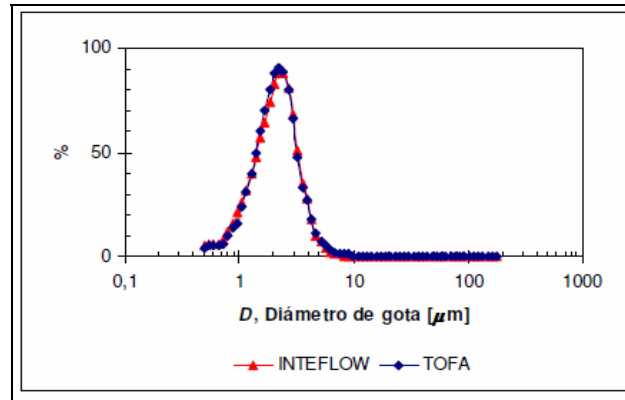
Anteriormente se mostró el procedimiento y se comparó el comportamiento que manifiesta el tamaño de la gota y perfil reológico cuando se varía algunos de los componentes en la formulación de emulsión inversa reversible utilizando el Nuevo Sistema TOFA como surfactante. En este caso se muestra como PDSVA Intevep realizó la formulación cambiando el surfactante por la Tecnología INTEFLOW® y se comparó con la emulsion TOFA.

➤ Primera Prueba

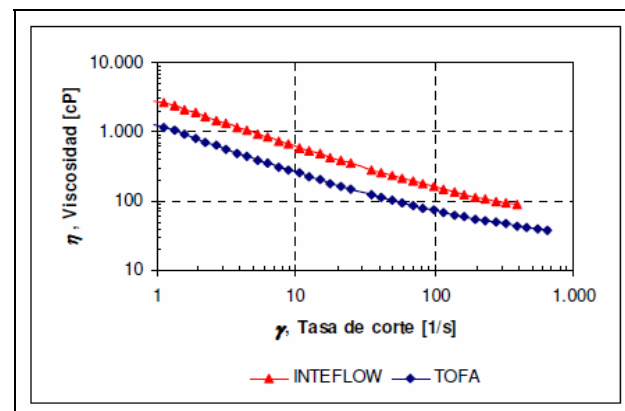
Para esta se compararán dos formulaciones una compuesta por:

- **Emulsión Inversa Reversible con el Nuevo Sistema TOFA:** La formulación está compuesta por WOR 30/70 – 15.000 ppm TOFA – 5.000 ppm MEA – 5.000 ppm KCl (equivalente a 1,75 lb/bbl).
- **Emulsión Directa con la Tecnología INTEFLOW®:** Esta formulación esta compuesta por WOR 30/70 - 20.000 ppm -INTEFLOW® - 1,0 lb/bbl KCl (máxima tolerancia de sal que soporta el sistema).

Con los resultados obtenidos de la Tabla E-3 (Apéndice E-1), se generó la grafica de manera de compara la curva del tamaño de la gota de aceite, estabilidad térmica y el perfil reológico para ambas formulaciones.



**Fig. 4.14. Modelo de la Curva de Distribución de Tamaño de Gota. Estudio Comparativo del Nuevo Sistema TOFA con la Tecnología INTEFLOW®. Antes de Envejecer.**



**Fig. 4.15. Modelo del Perfil Reológico. Estudio Comparativo del Nuevo Sistema TOFA con la Tecnología INTEFLOW®. Antes de Envejecer.**

➤ Segunda Prueba

En la segunda prueba las formulaciones una compuesta por:

- **Emulsión Inversa Reversible con el Nuevo Sistema TOFA:** La formulación está compuesta por TOFA y aceite DIESEL, con una concentración de 2,0% de KCl (equivalente a 7,0 lb/bbl).
- **Emulsión Directa con la tecnología INTEFLOW® 2000:** Esta formulación fue elaborada con aceite DIESEL y una concentración de KCl equivalente a 1,0 lb/bbl, dado que es la máxima cantidad de sal que tolera el sistema.

Con los resultados obtenidos de la Tabla E-4 (Apéndice E-1), se generó la grafica del tamaño de la gota y perfil reológico, esto con el fin de comparar ambas formulaciones cuando se exponen a mayor concentración de KCL. En éste caso hubo mayor concentración de sal con respecto a la utilizada en la primera prueba realizada para la formulación con el Nuevo Sistema TOFA, mientras que la generada por la Tecnología INTEFLOW® 2000 se mantuvo igual, porque es su tolerancia máxima. De esta manera se comparo y se verifico las ventaja del Nuevo Sistema TOFA sobre Tecnología INTEFLOW® 2000.

**4.5.4.3. Datos Comparativos de la Formulación de Emulsiones Inversas Reversibles con La TOFA Importada, Nuevo Sistema TOFA (Nacional) y la Emulsión Directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado.**

En esta sección se seleccionó la formulación estándar utilizada por PDVSA Intevep para preparar la emulsión inversa reversible con el Nuevo Sistema TOFA y la



emulsión directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado, de esta manera se comparó parámetros como: Concentración de Surfactante, Intervalo de Tolerancia (KCl), Estabilidad Térmica, Materia Prima, Rendimiento, Costos y Composición por ambas formulación.

#### **4.5.4.4. Comparación de las Formulaciones de Emulsiones Directas con las Tecnologías INTEFLOW® y su Relación con El Nuevo Sistema TOFA.**

En esta parte se comparó la formulación emulsiones directas preparadas con la Tecnología INTEFLOW® 1000, 2000, 3000 y el Aireado con el fin de verificar parámetros como el Contenido de Agua, Concentración de Surfactante, Contenido de Aceite, Concentración de Monoetanolamina (MEA), Densidad Ejercida, Estabilidad Térmica, entre otros. Luego se realizó una comparación de todas las formulaciones presentadas y se relacionó con la emulsión aplicada en los pozos RG-239, 280 y JM-210 (Nuevo Sistema TOFA). De manera que permitiera conocer si existe alguna formulación que presente mejor ventaja para completar pozos en el Área Mayor de Anaco con respecto al Nuevo Sistema TOFA.

#### **4.5.4.5. Comparaciones del Costo Generados por las Formulación de Emulsión Inversa Reversible utilizando La TOFA Internacional, el Nuevo Sistema TOFA y la Emulsión Directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado (2011).**

Con ayuda de PDVSA Intevep y PDVSA Gas Anaco se logró conseguir los costos generados para una formulación de emulsión directa aireadas preparada con Tecnología INTEFLOW® aireado y las emulsiones inversas reversibles con TOFA internacional y el Nuevo Sistema TOFA, el cual, inicialmente estaban estimados para el año 2008 con una tasa de cambio de 1,00 US \$ que equivale para esa fecha a

2,15 Bs. F. Tomando como base esta referencia, se estimó el costo generado de cada formulación de emulsión para el año actual de estudio de este proyecto, es decir, el año 2011 y se elaboró una hoja de calculo utilizando la herramienta Microsoft Office Excel.

	B	C	D	E	F
1	<b>COSTO TOFA (NACIONAL-CVG)</b>				
2	volumen de fluido	1200 Bls			
3					
4	Aditivo	CONCENTRACIÓN QUIMICA	UNIDAD PRESENTACIÓN	COSTOS/UNIDAD Bs. F. (2008)	COSTOS/UNIDAD Bs. F. (2011)
5	AGUA	0,30 bbl	bbl	0	0
6	GASOIL	0,70 bbl	bbl	15,07	163,0
7	TOFA NACIONAL-CVG	5,00 lpb	55 gal/tambor	322,5	3489,6
8	ACTIVADOR	2,0 gal/bbl	55 gal/tambor	4192,5	45365,5
9	KCI	0,15 lpb	110 lb/saco	259	2791,7
10	BIOCIDA	0,01 gal/bbl	55 gal/tambor	5052,5	54671,3
11	GOMA XANTICA	0,25 lpb	100 lb/saco	1326,55	14354,1
12					
13					
14					
15	TASA DE CAMBIO (Bs. F. /US \$)	4,3			
16	Inflacion 2009	0,251			
17	Inflacion 2010	0,272			
18	IPC	6,8			
19					
20					
21					
22		Bs. F. (2008)	Bs. F. (2011)	US \$ (2011)	
23	COSTOS POR BARRIL DE FLUIDO	37,12	401,66	93,41	
24	COSTOS TOTALES DE LA OPERACION	44.549,00	482049,12	112104,45	
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					

**Fig. 4.16. Herramienta Microsoft Office Excel para la Elaboración de una Hoja de Calculo de la Estimación de los Costos Generados por Cada Formulación de Emulsión para el año 2011.**

Mediante el siguiente método se describe el procedimiento para la estimación del costo para el año 2011 (Actual):

- Para el caso de TOFA NACIONAL-CVG

### Inflación Año 2009

$$CU_{(NACIONAL-CVG)_{2009}} = CU_{(NACIONAL-CVG)_{2008}} + CU_{(NACIONAL-CVG)_{2008}} * INFLACION_{2009} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

$$CU_{(NACIONAL-CVG)_{2009}} = \text{Bs.F. } 322,5 + \text{Bs.F.} 322,5 * 0,251 = \text{Bs.F. } 403,448$$

### **Inflación Año 2010**

$$CU_{(NACIONAL-CVG)_{2010}} = CU_{(NACIONAL-CVG)_{2009}} + CU_{(NACIONAL-CVG)_{2009}} * INFLACION_{2010} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

$$CU_{(NACIONAL-CVG)_{2010}} = \text{Bs.F. } 403,448 + \text{Bs.F. } 403,448 * 0,272 = \text{Bs.F. } 513,186$$

### **IPC Año 2011**

$$CU_{(NACIONAL-CVG)_{2011}} = CU_{(NACIONAL-CVG)_{2010}} * IPC_{1\text{ TRIMESTRE } 2011} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$CU_{(NACIONAL-CVG)_{2011}} = \text{Bs.F. } 513,186 * 6,8 = \text{Bs.F. } 3489,66$$

Luego utilizando la tasa de cambio del 2011 donde US. \$ 1,00 equivale a Bs.F 4,3 y se estimó el costo por unidad expresado en dólares americanos.

$$CU_{(NACIONAL-CVG)_{2011}} = \text{Bs.F. } 3489,66 * \left[ \frac{\text{US. } \$ 1,00}{\text{Bs.F. } 4,3} \right] = \text{US. } \$ 811,55$$

El mismo procedimiento se aplicó para estimar todos los costos por unidad de los componentes en la formulación. Cada componente de la formulación se tiene la

concentración química, la unidad de presentación, los costos por unidad (expresado en Bs.F y US. \$) y la cantidad total de aditivos, luego se estimaron los costos totales de la siguiente manera expresados en dólares Americanos.

$$\text{Costos Totales} = \frac{[\text{Costo por unidad}] * [\text{cantidad total de aditivos}]}{[\text{unidad de presentación}]} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Para una concentración química de Gasoil de 0,70 bls se tiene:

$$\text{Costos Totales} = \frac{\left[ \frac{\text{US. \$ 37,92}}{\text{bbl}} \right] * [840,00 \text{ bbl}]}{[1 \text{ gal/tambor}]}$$

De igual manera se hizo para las demás concentraciones químicas. Luego se estimo el costo total de operación para el caso del Costo por la Formulación de la TOFA (NACIONAL-CVG) de la siguiente manera.

$$\text{Costos Totales de Operación} = \sum \left[ \begin{array}{l} \text{Costos Totales de (Agua + Gasoil + INTEFLOW®+)} \\ \text{MEA + KCl + BIOCIDA + GOMA XANTICA)} \end{array} \right] \quad (\text{Ec. 4.10})$$

$$\text{Costos Totales de Operación} = \sum [0,00 + 31.854,99 + 11.679,31 + 54.719,24 + 1.062,39 + 2.774,01 + 10.014,51]$$

$$\text{Costos Totales de Operación} = \text{US \$ } 112.104,45$$

Por ultimo, se obtuvo el costo por barril de fluido, teniendo en cuenta que un volumen de fluido de Emulsión equivale a 1200 bbl.

$$\text{Costos Totales por Barril de Fluido} = \frac{[\text{Costos Totales de Operación}]}{[\text{Volumen de Fluido}]} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

$$\text{Costos Totales por Barril de Fluido} = \frac{[\text{US \$ 112.104,45}]}{[1200 \text{ bbl}]}$$

$$\text{Costos Totales por Barril de Fluido} = \text{US \$ 93,41}$$

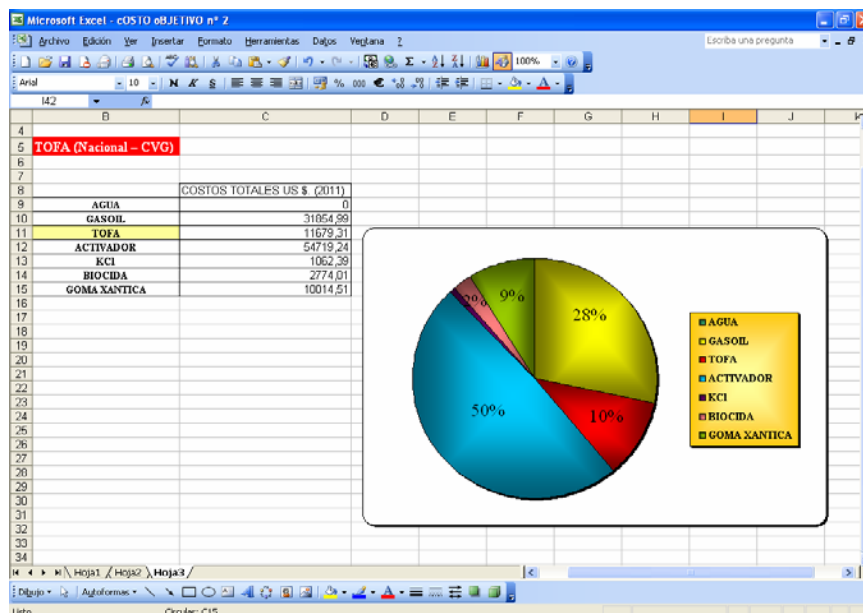
Para expresar todos los costos en bolívares, se utilizo la tasa de cambio del año 2011.

$$\text{Costos Totales por Barril de Fluido} = \text{US \$ 93,41} * \left[ \frac{\text{BS. F. 4,3}}{\text{US \$ 1,00}} \right] = \text{BS. F. 401,66}$$

El mismo procedimiento se le realizo para los costos generados para formulación de emulsión con INTEFLOW® Aireado y la TOFA Importada. Con todos los cálculos estimados, se comparó los costos de las tres formulaciones con el objetivo de apreciar la emulsión que puede ser económicamente rentable para PDVSA Gas Anaco en los trabajos de completación y re-acondicionamiento de los pozos en el Área Mayor Anaco.

**4.5.4.6. Estructura de Costos Generados por las Formulación de Emulsión Directa utilizando Tecnología INTEFLOW® Aireado y las Emulsiones Inversas Reversibles con La TOFA Importada, el Nuevo Sistema TOFA (2011).**

Utilizando la herramienta Microsoft Office Excel se graficó en un diagrama circular los costos totales en cada componentes para la formulación de emulsión directa utilizando Tecnología INTEFLOW® Aireado, La TOFA Importada, el Nuevo Sistema TOFA y se expreso en porcentaje. Esto se realizó para comparar el porcentaje de los precios de los surfactantes en la formulación y estimar cuantos pozos se podía completar con la emulsión utilizada, que era desde el punto de vista económico más rentable. En la figura inferior se muestra Estructura de Costo utilizando la herramienta Excel.



**Fig. 4.17. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir Estructura de Costos Generados por las Formulación de Emulsión Inversa Reversible utilizando el Nuevo Sistema TOFA.**

El cálculo de estimación de los pozos que se podían completar con la emulsión inversa fue de la siguiente manera:

$$\text{Relacion N}^{\circ} 1 = \left[ \frac{\text{NTEFLOW}^{\circledR} \text{ Aireado}}{\text{TOFA Importada}} \right] \quad (\text{Ec. 4.12})$$

$$\text{Relacion} \left[ \frac{\text{NTEFLOW}^{\circledR} \text{ Aireado}}{\text{TOFA Importada}} \right] = \frac{90 \%}{41 \%} = 2,195$$

Entonces se pueden completar 2 pozos con TOFA importada por cada pozo que utilice INTEFLOW<sup>®</sup> Aireado.

$$\text{Relacion N}^{\circ} 2 = \left[ \frac{\text{NTEFLOW}^{\circledR} \text{ Aireado}}{\text{Nuevo Sistema TOFA}} \right] \quad (\text{Ec. 4.13})$$

$$\text{Relacion} \left[ \frac{\text{NTEFLOW}^{\circledR} \text{ Aireado}}{\text{Nuevo Sistema TOFA}} \right] = \frac{90 \%}{10 \%} = 9$$

En este caso, se pueden completar 9 pozos con el Nuevo Sistema TOFA por cada pozo que utilice INTEFLOW<sup>®</sup> Aireado.

$$\text{Relacion N}^{\circ} 3 = \left[ \frac{\text{TOFA Importada}}{\text{Nuevo Sistema TOFA}} \right] \quad (\text{Ec. 4.14})$$

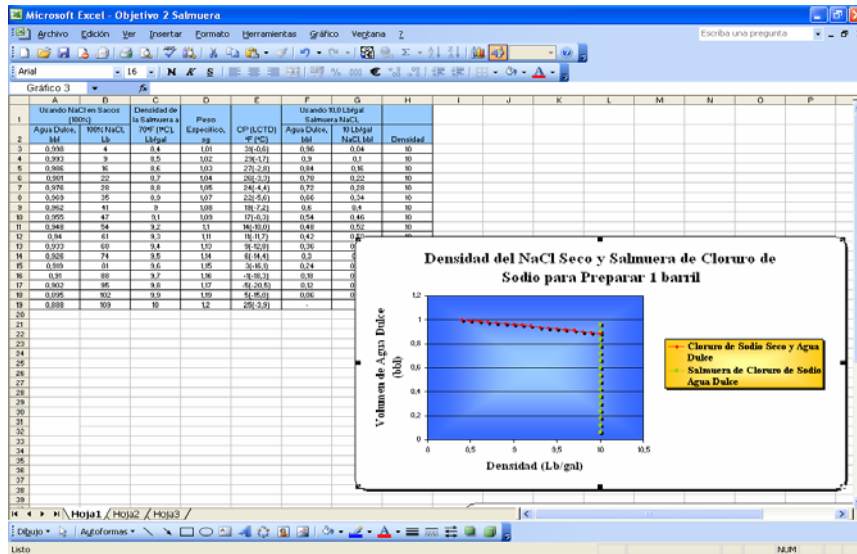
$$\text{Relacion} \left[ \frac{\text{TOFA Importada}}{\text{Nuevo Sistema TOFA}} \right] = \frac{41 \%}{10 \%} = 4,1$$

Por ultimo, se pueden completar 4 pozos con el Nuevo Sistema TOFA por cada pozo que utilice TOFA importada.

#### **4.5.4.7. Comparaciones de la formulación de la Salmuera de Cloruro de Sodio Seco y una Salmuera de NaCl.**

En el Área Mayor de Anaco se utilizan Salmuera de Sodio como fluido de completación de pozos, es por ello que en esta etapa se comparó la formulación usando NaCl Seco (100%) y una Salmuera de NaCl de 10 Lb/gal. debido a que la primera formulación nombrada varía la densidad, por lo tanto, se elaboró una tabla de datos utilizando la herramienta Microsoft Office Excel y se generó un grafico del punto de cristalización y de la densidad con el fin de estudiar su comportamiento. Luego se elaboró una grafica que mostrara las variaciones de la densidad para ambas formulaciones con el volumen de agua dulce. Las graficas se muestran en la figura inferior utilizando la herramienta Excel.





**Fig. 4.18. Herramienta Microsoft Office Excel para la Elaboración de las Graficas de Densidades con Formulación usando NaCl Seco (100%) y una Salmuera de NaCl de 10 Lb/gal) y la Grafica de Punto de Cristalización (formulación usando NaCl en Sacos (100%).**

#### 4.5.4.8. Comparación de las Densidades de los Fluidos de Completación usados en el Área Mayor de Anaco.

En el re-acondicionamiento de los pozos estudio (RG-239, RG-280 y JM-210) ubicados Área Mayor Anaco, se les tiene programado utilizar una emulsión inversa reversible formulado con el Nuevo Sistema TOFA. Sin embargo, se quiere evaluar si Para evaluar si la Emulsiones Inversas Reversibles y las Emulsiones Directas pueden aplicarse a yacimientos de baja presión y para ello se elaboró una tabla con los resultados de los experimentos realizados por PDVSA Intevep para la elaboración del tamaño de la gota de aceite en la emulsión, donde se muestran las densidades ejercidas por cada sistema.

**Tabla 4.4. Valores de las Densidades Ejercidas para las emulsiones con relación WOR 30/70 y 40/60, estabilizadas con 1,5% y 2,0% de TOFA y activadas con 0,5% de MEA.**

KCl (%p/p)	KCl (Lbs)	1,5% TOFA	
		WOR 30/70	WOR 40/60
		Densidad, $\rho$	Densidad, $\rho$
		[lpg]	[lpg]
0,5%	1,75	7,43	7,41
2,0%	7	7,57	7,48

Con el objetivo de establecer comparaciones del Nuevo Sistema TOFA con los otros fluidos de completación anteriormente discutidos, también se elaboró una tabla de resultados con las densidades que puede ejercer una emulsión formulado con las Tecnologías INTEFLOW®.

**Tabla 4.5. Valores de las Densidades Ejercidas para las Formulaciones con Tecnología INTEFLOW®.**

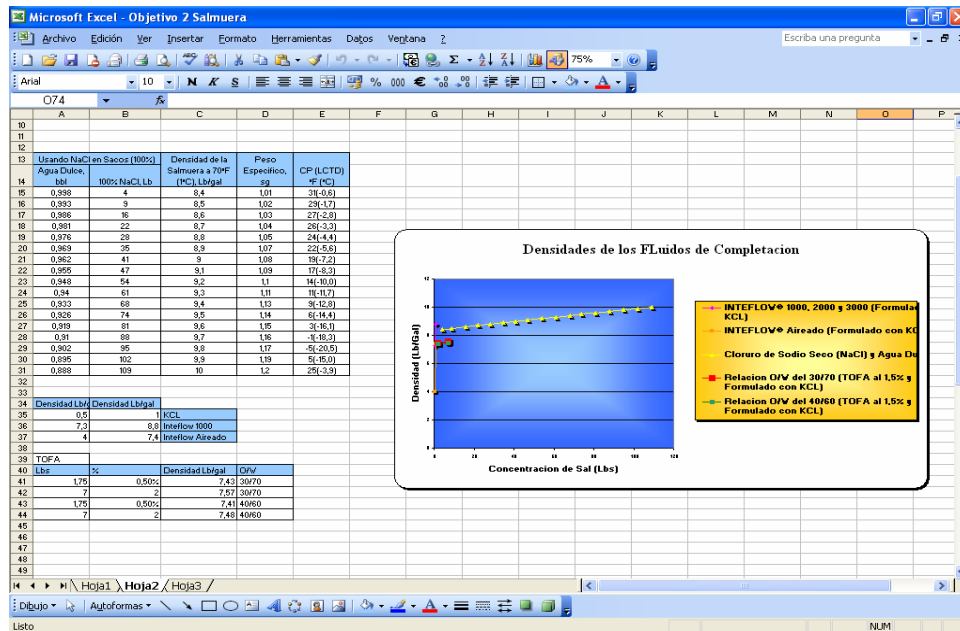
Parámetro de comparación	Tecnología INTEFLOW® 1000 (Sistema Inicial)		Tecnología INTEFLOW® 2000 (Ambientalmente Agradable)		Tecnología INTEFLOW® 3000 (Para Zonas Altamente Sensibles)		Tecnología INTEFLOW® Aireado	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Cloruro de Potasio (KCL) (Inhibidor)	0,5 lpb	1,0 lpb	0,5 lpb	1,0 lpb	0,5 lpb	1,0 lpb	0,5 lpb	1,0 lpb
Densidad (No incluye aditivos de sistemas para perforación)	7,3 lpb	8,0 lpb	7,3 lpb	8,0 lpb	7,3 lpb	8,0 lpb	4,0 lpb	7,4 lpb

Luego se elaboró una tabla con las densidades que se pueden obtener con la formulación de Cloruro de Sodio Seco, en este caso no se realizó una tabla de con Salmuera de NaCl porque para el sistema se mantiene siempre la misma densidad de 10 Lb/gal y la formulación de Cloruro de Sodio Seco incluye dicha densidad.

**Tabla 4.6. Formulación de una Solución de Cloruro de Sodio Seco (NaCl) requerida para hacer 1 barril (42 galones).**

Usando NaCl en Sacos (100%)		Densidad de la Salmuera a 70°F (1°C), Lb/gal
Agua Dulce, bbl	100% NaCl, Lb	
0,998	4	8,4
0,993	9	8,5
0,986	16	8,6
0,981	22	8,7
0,976	28	8,8
0,969	35	8,9
0,962	41	9,0
0,955	47	9,1
0,948	54	9,2
0,940	61	9,3
0,933	68	9,4
0,926	74	9,5
0,919	81	9,6
0,910	88	9,7
0,902	95	9,8 (PE)
0,895	102	9,9
0,888	109	10,0

Por último, utilizando la herramienta Microsoft Office Excel se procedió a graficar todas las densidades y se compraron los resultados obtenidos.




**Fig. 4.19. Herramienta Microsoft Office Excel para la Elaboración de las Graficas de Densidades con el Nuevo Sistema TOFA con relación 30/70 y 40/60, Tecnología INTEFLOW® y Solución de Cloruro de Sodio Seco (NaCl).**

#### 4.5.5. Evaluación del Éxito Volumétrico del uso de las Emulsiones Inversas Reversibles en el Distrito Gas Anaco.

Inicialmente se tuvo que esperar que se le realizara el re-acondicionamiento de los pozos RG-239 y RG-280 y JM-210 pautados y aprobado por PDVSA Gas para el año 2011. Luego de aplicar la emulsión inversa reversible, los pozos fueron puestos en


producción en el año 2011 donde se utilizó un separador se prueba para cuantificar los volúmenes producidos en los yacimientos interceptados en los pozos.

Las pruebas de producción fueron realizadas por PDVSA Intevep, el cual comprendía dos proyectos que de forma general y detallada presentaba los resultados obtenidos en los pozos después de ser completados con emulsión inversa reversible. El primer proyecto es el que se muestra en la figura:

	
DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO	
PROYECTO: <b>APLICACIÓN TOFA (Minimizar el daño a la formación por los fluidos utilizados en la etapa de RA/RC y CO.)</b>	
DOCUMENTO: <b>PROYECTOS APOYO TECNOLÓGICO PDVSA INTEVEP</b>	
	FECHA: <b>06/07/ 2011</b>

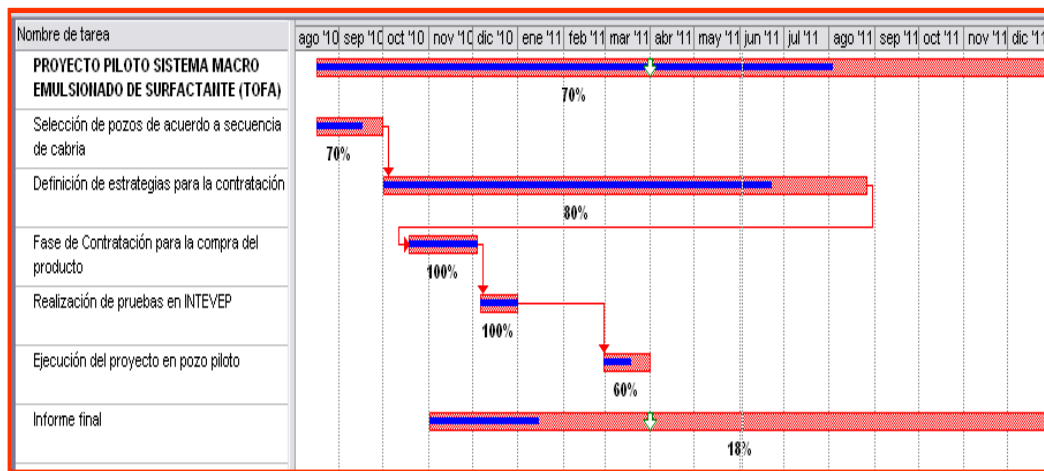
**Fig. 4.20. Primer proyecto efectuados a los pozos.**

El segundo proyecto se le iba a realizar a los pozos con re-acondicionamiento con un sistema Coiled Gas Lift, este informe fue evaluado a fin de conocer la situación del pozo JM-210, donde se presentaba las actividades ejecutadas como las que estar por ejecutar.

	
DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO	
PROYECTO: <b>"PROYECTO DE COILED GAS LIFT"</b>	
DOCUMENTO: <b>PROYECTOS APOYO TECNOLÓGICO PDVSA INTEVEP</b>	
	FECHA: <b>06 / 07 / 2011</b>

**Fig. 4.21. Segundo proyecto efectuados en el Pozo JM-210.**

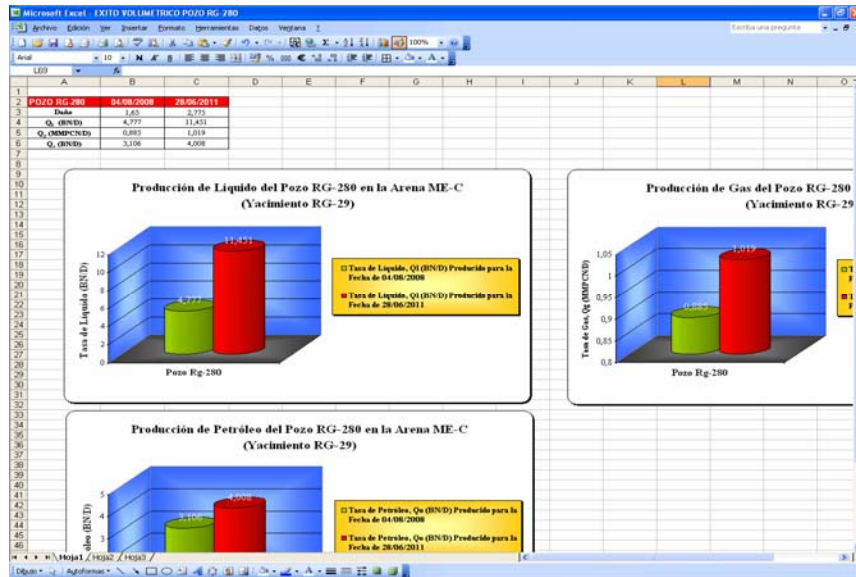
Las actividades durante la completación de los pozos con emulsión inversa reversible en los pozos fueron realizados de la siguiente manera:



**Fig. 4.22. Cronogramas de Actividades Ejecutas y por Ejecutar Durante la Completación de los Pozos RG-239, RG.280 y JM-210.**

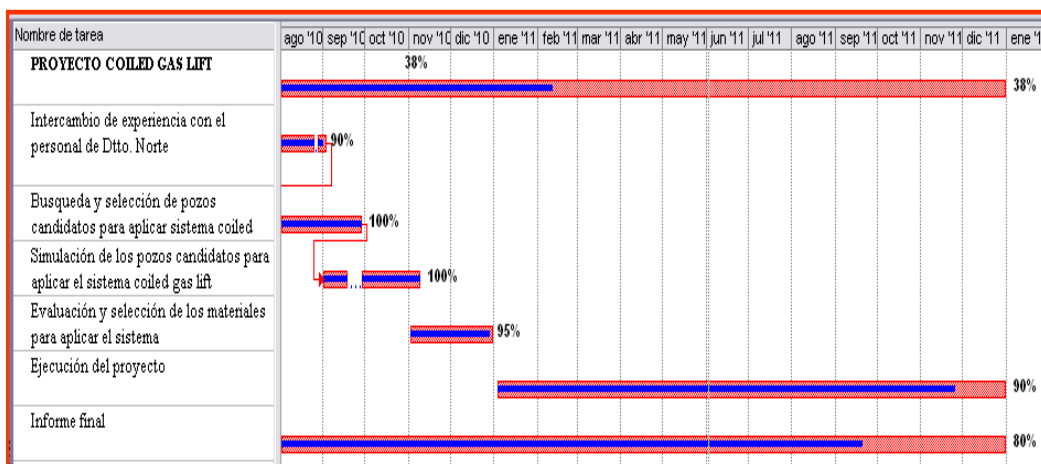
Posteriormente al obtener la Carta de Aceptación avalada por PDVSA Gas, se procedió a evaluar las producciones obtenidos en los pozos, el cual se amplió su estudio realizando la simulación de cada pozo para modelar el comportamiento de producción de estos y poder tener de una manera integral los posibles factores que tuvieran influenciando la producción de fluidos en cada pozo. La simulación realizada se describe mas adelante cuando se determina el daño a la formación en las arenas completadas con emulsión inversa reversible.

Los datos obtenidos en producción en la fecha 04/08/2008 y 28/06/2011 fueron trasladados a Microsoft Office Excel y se elaboró un conjunto de graficas de barras que permitirían comparar las producciones obtenidas de líquido, gas y petróleo para las fechas en estudio, como se muestra en la figura.



**Fig. 4.23. Herramienta Microsoft Office Excel para Construir la Grafica de la Evaluación del Éxito Volumétrico en los pozos completados con Emulsión Inversa Reversible.**

En el caso del pozo JM-210 no se logró realizar el éxito volumétrico porque esta en periodo de estudio y no poseía carta de aceptación avalada por PDVSA Gas en el año 2011. Este pozo tiene programado realizarse un Sistema Coiled Gas Lift para incrementar su producción de fluidos, el cronograma establecido para su completación es el siguiente.



**Fig. 4.24. Cronogramas de Actividades Ejecutas y por Ejecutar Durante la Completación del Pozo JM-210.**

#### **4.5.6. Determinación a través de Simulaciones el Daño a la Formación por el uso de las Emulsiones.**

Para poder simular el daño a la formación por el uso de las emulsiones inversas reversibles con el Nuevo Sistema TOFA y poder saber su eficiencia en los pozos, primero se debe conocer el daño generado por otros fluidos anteriormente aplicados en los pozos, por esta razón se investigó las formulaciones de fluidos aplicados en los pozos en estudio de este proyecto durante los trabajos de perforación y completación. Los pozos RG-239 del Campo Santa Rosa y JM-210 del Campo San Joaquín durante la perforación del hoyo 6-1/2” donde se encontraba la arena SJ-A, se utilizó un lodo de emulsión inversa base aceite mientras en el caso del pozo RG-280 del Campo Santa Rosa se utilizó un lodo “drill in” para perforar la arena ME-C, los fluidos base aceite utilizado en los pozos en estudio causó el primer daño en las formaciones, posteriormente se desplazó el fluido base aceite de perforación por uno de completación, el cual en todos los pozos se aplicó una Salmuera de Cloruro de Sodio



(NaCl) que debía tener como uno de sus principales objetivos de minimizar el daño causado a la formación y garantizar el potencial de producción de la arena productora. Por lo tanto, en este proyecto se procedió a utilizar el Simulador PIPESIM 2003 un Software de la empresa Schlumberger para determinar el daño a la formación generado por la Salmuera de Sodio y luego se evaluaría la influencia de la emulsión inversa reversible con el Nuevo Sistema TOFA en el daño a la formación cuando se aplicó en los pozos en el año 2011.

#### **4.5.6.1. Determinación a través de Simulaciones del Daño Generado por el uso de Salmueras de Cloruro de Sodio en los Trabajos de Completación de los Pozos RG-239 y RG-280 y JM-210.**

Para hacer la simulación en los pozos RG-239 y RG-280 y JM-210 se colocó como premisas:

- Seleccionar únicamente las arenas propuestas a re-acondicionamiento en el año 2011 con TOFA.
- Las arenas propuestas a re-acondicionamiento deben tener una prueba de producción del año igual o inferior al 2010.

Las arenas seleccionadas fueron las siguientes:

**Tabla 4.7. Arenas Propuestas a Re-acondicionamiento Pautado por PDVSA Gas Anaco para el Año 2011 con Emulsión Inversa Reversible (Nuevo Sistema TOFA).**

POZO	ARENA	YACIMIENTO	CAMPO
RG-239	SJ-A	RG-134	SANTA ROSA
RG-280	ME-C	RG-29	SANTA ROSA
JM-210	SJ-A	JM-99	SAN JOAQUÍN

#### 4.5.6.1.1. Simulador PIPESIM 2003.

Para realizar las simulaciones del Daño a la Formación (S) se utilizó el Simulador PIPESIM, este constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayuda para incrementar la producción y conocer el potencial del yacimiento. PIPESIM no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.



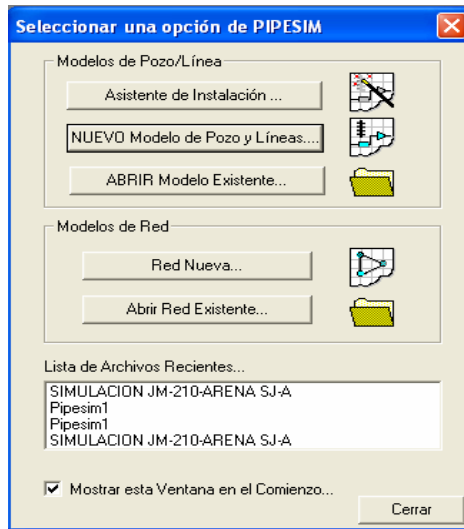
**Fig. 4.25. Ventana de Entrada al Software PIPESIM 2003.**

Con PIPESIM se puede:

- Efectuar un análisis nodal integral en cualquier punto de su sistema hidráulico utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.
- Diseñar pozos nuevos y analizar los pozos verticales, horizontales y multilaterales existentes.
- Diseñar sistemas de levantamiento artificial y ESP con el programa sustentado por los servicios de expertos en sistemas de levantamiento artificial de SLB.
- Conectarse a OFM para identificar los candidatos de un campo para estudios adicionales o tratamientos con fines de remediación.
- Generar tablas VFP como datos de entrada para los modelos de sistemas de simulación de yacimientos ECLIPSE.

#### **4.5.6.1.1.1. Sensibilidades Realizadas con el Simulador PIPESIM para la Determinación del Daño Generado por el uso de Salmueras de Cloruro de Sodio en un Pozo Vertical.**

Inicialmente en el Simulador se muestra una ventana para Seleccionar una Opción de PIPESIM, en este caso como se creó un pozo vertical nuevo se eligió la opción NUEVO Modelo de Pozo y Líneas.



**Fig. 4.26. Ventana de Seleccionar una Opción de PIPESIM.**

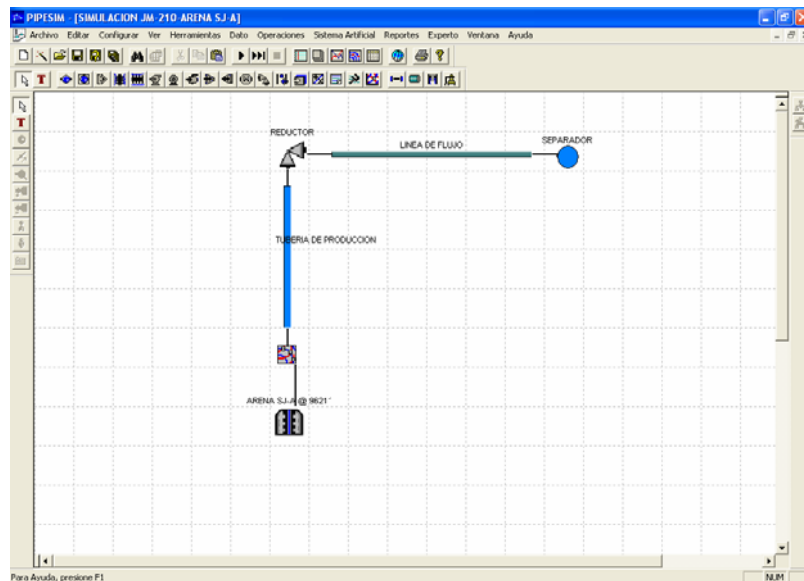
El Simulador PIPESIM esta estructurado de los siguientes módulos:

- Rendimiento del Pozo.
- Tubería e Instalaciones.
- Red de Análisis.
- Optimización de Producción (GOAL).
- Campo de Herramienta de Planificación (FPT).
- Multilateral (HoSim).

Para simular el Daño a la formación (S) se trabajó con el Modulo Rendimiento del Pozo, el cual puede hacer operaciones específicas que se mostrará a continuación:

➤ Diseño del Pozo Vertical.

Para este caso se seleccionó el pozo JM-210 completado en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) para hacer el diseño del sistema de producción desde el reservorio hasta el separador. Cuando se muestra la ventana de diseño, el primer paso fue elegir cada Widget desde la barra de herramienta ubicada en la parte superior, este es una pequeña aplicación o programa presentado en ficheros pequeños que son ejecutados por un motor de widgets o Widget Engine. Entre sus objetivos se encuentra dar fácil acceso a funciones frecuentemente usadas y proveer de información visual. En el caso del pozo es vertical se eligió el Widget correspondiente a la arena con terminación vertical, posteriormente se colocó el nodo solución en el fondo del pozo uniéndolo a través de un conector con la arena y los demás componentes del sistema se unieron con la tubería de producción y línea de flujo como se muestra en la figura inferior.

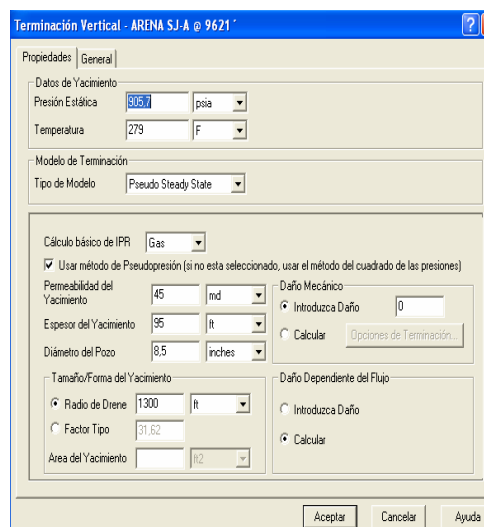


**Fig. 4.27. Ventana Principal del Simulador PIPESIM. Diseño del Pozo Vertical JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-210).**

Al terminar el diseño del pozo JM-210 se seleccionó cada widget y se mostró una ventana para cargar la data, el cual se hizo de la siguiente manera:

➤ Ventana de Terminación Vertical.

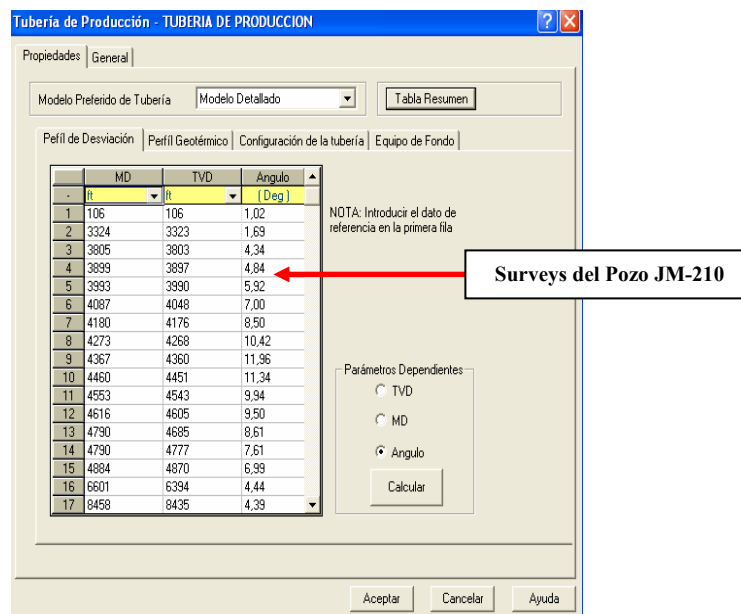
En la ventana de terminación vertical se introdujeron los datos que posee el yacimiento como la presión estática y temperatura que presenta, luego se eligió el tipo de modelo de terminación, en este caso se seleccionó Pseudo Steady State, el cual asume que el fluido está en fase simple, el flujo laminar existe y que el fluido es incompresible. El cálculo básico del comportamiento de Afluencia (IPR) se seleccionó para gas, luego se introdujeron los valores de permeabilidad, espesor y el radio de drenaje del yacimiento y con respecto al pozo se suministró al simulador el valor del radio que posee en pulgadas. Como en este caso aun no se puede conocer el daño a la formación se colocó con un valor de cero ( $S=0$ ) para luego sensibilizar cuando se suministre toda la data suministrada al simulador a través del Análisis Nodal.



**Fig. 4.28. Ventana de Terminación Vertical (Barra de Tarea Propiedades).**

➤ Ventana de Tubería de Producción.

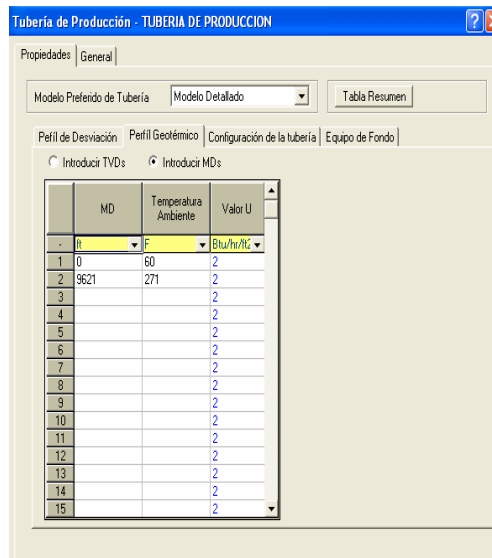
La ventana de tubería de producción está constituida de varias barras de tareas, la primera es para el perfil de desviación donde se suministró todas las medidas de longitud de la perforación realizada (MD) y las medidas verticales reales desde el nivel de superficie hasta el fondo del pozo (TVD). En la sección mencionada como ya el ángulo de inclinación o el Surveys del pozo JM-210 estaba estimado se procedió a transferir los datos, sin embargo, el simulador está en la capacidad de calcular dicho ángulo.



**Fig. 4.29. Ventana de la Tubería de Producción (Barra de Tarea Perfil de Desviación).**

En la segunda barra de tarea se encuentra el perfil geotérmico, en ésta parte se suministró solo la medida de longitud de la perforación realizada (MD) de superficie y en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99), adicionalmente se suministraron los valores

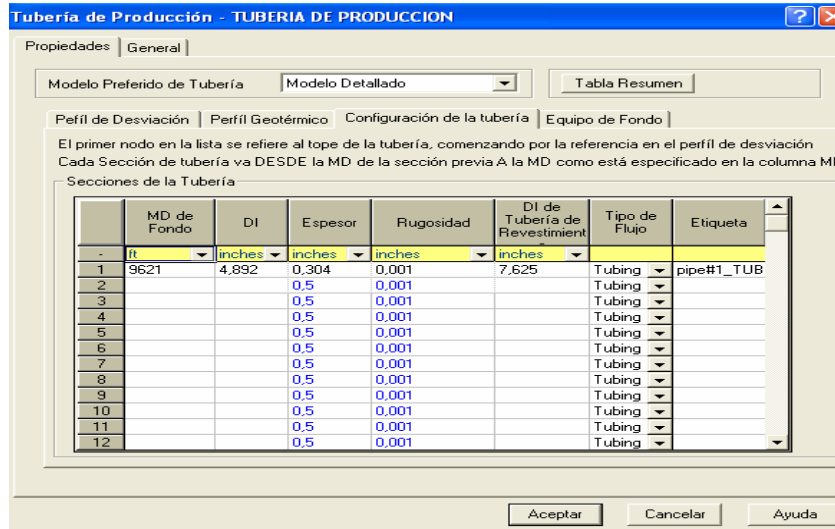
de temperatura para cada medida. Con respecto a los valores de coeficiente de transferencia de calor, el simulador ya los tenía tabulados, entonces se asumió que la tubería de producción del pozo JM-210 se encuentra aislada y tiene un coeficiente de transferencia de calor de 2,0 BTU/hr/Ft<sup>2</sup>/°F.



**Fig. 4.30. Ventana de la Tubería de Producción (Barra de Tarea Perfil Geotérmico).**

En la tercera barra de tarea se encuentra la configuración de la tubería, donde se suministró la medida de longitud de la perforación realizada (MD) en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99), éste valor fue la longitud total de tubería desde la superficie hasta la arena productora, adicionalmente se ingresaron el diámetro interno (DI), el espesor y la rugosidad de la tubería de producción. Como en el pozo JM-210 se asentó un liner hasta la base del pozo se incorporó el diámetro interno de la tubería de revestimiento.

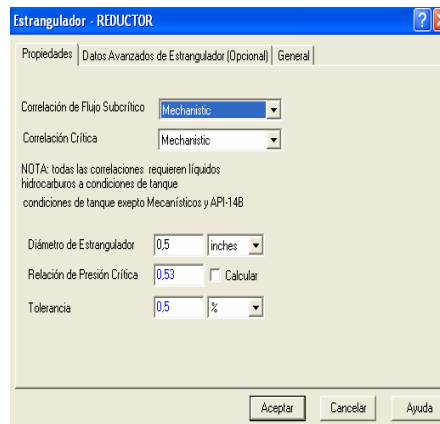




**Fig. 4.31. Ventana de la Tubería de Producción (Barra de Tarea Configuración de Tubería).**

➤ Ventana del Estrangulador.

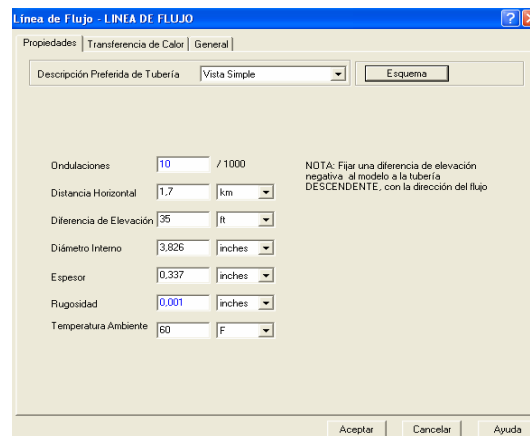
En la ventana del Estrangulador se suministró el diámetro que posee el reductor en la barra de tarea de propiedades, dato que se obtuvo de la prueba de producción para el pozo JM-210.



**Fig. 4.32. Ventana del Estrangulador (Barra de Tarea Propiedades).**

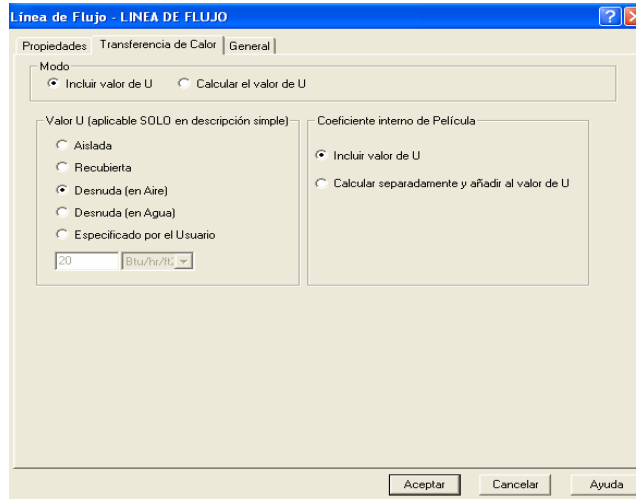
➤ Ventana de la Línea de Flujo.

En esta ventana se colocó en la barra de tarea de propiedades, los datos pertenecientes a la línea de flujo, tales como la distancia horizontal medida desde el cabezal del pozo JM-210 hasta el separador, la cual corresponde a la longitud total de la línea de flujo, adicionalmente se ingresó la diferencia de elevación entre la mesa rotaria y del terreno (Espacio Rotario) y posteriormente se suministró el resto de la configuración de la línea de flujo como el diámetro interno, espesor, rugosidad de la tubería. En éste caso se asumió que la tubería está a una temperatura ambiente de 60 °F.



**Fig. 4.33. Ventana de la Línea de Flujo (Barra de Tarea Propiedades).**

En la ventana de línea de flujo se encuentra una segunda barra de tarea para transferencia de calor y se eligió la opción donde la tubería estaría sin aislante, es decir, se encuentra desnuda (al aire) generando una transferencia de calor de 20 BTU/hr/Ft<sup>2</sup>/°F.



**Fig. 4.34. Ventana de la Línea de Flujo (Barra de Tarea Transferencia de Calor).**

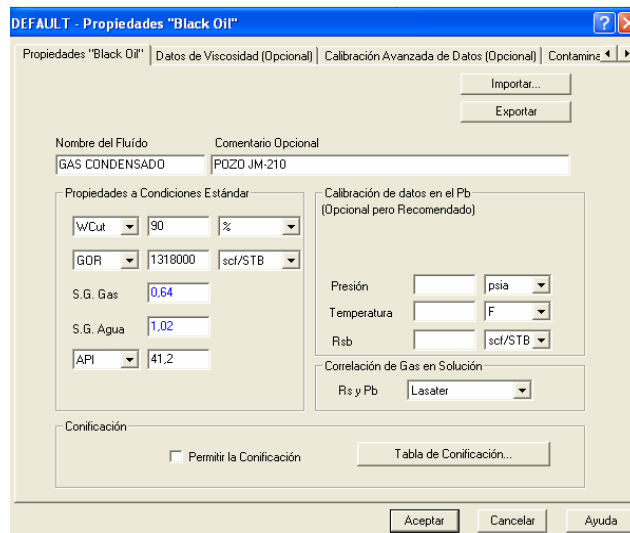
#### **4.5.6.1.1.1.1. Suministros de los Datos de los Fluidos.**

Las ventanas de aplicación tienen una barra de menú del Simulador PIPESIM en la que figuran menús descolgables con comandos para el programa, donde se encuentra la opción de Configurar, y se selecciono la opción “Black Oil”.

#### ➤ Ventana de Propiedades de “Black Oil”.

La ventana de Propiedades de “Black Oil” está constituida de varias barras de tarea donde en la primera de propiedades se suministró los datos del fluido contenido en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99). Inicialmente se le colocó en la opción de nombre del fluido que corresponde a la clasificación realizada al Yacimiento JM-99 y en comentario adicional, se ingresó el nombre del pozo por donde se producirá el fluido del reservorio.

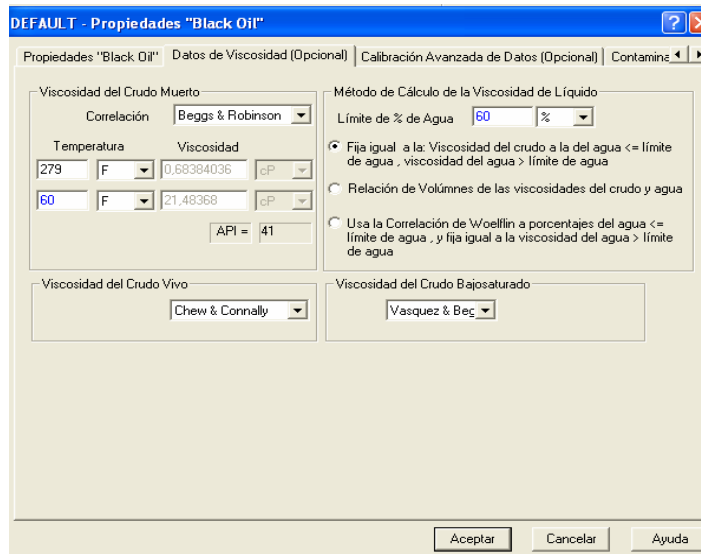
En las propiedades a Condiciones Estándar se suministró todos los datos obtenidos en la prueba de producción del pozo JM-210 para la fecha de Septiembre 2010, tales como corte de agua (Wcut), la relación Gas Petróleo (GOR) y la gravedad API. En el Simulador PIPESIM se tiene tabulados valores aproximados de saturación de gas y agua por lo que se asumieron dichos valores en el reservorio en estudio. Como el Yacimiento JM-99 es de gas condensado y no existe presión de burbujeo sino punto de rocío, entonces el simulador va a determinar solo la Solubilidad del Gas (Rs), entonces se eligió la correlación de gas en solución de Lasater porque determina el valor de Rs para yacimiento con temperatura del reservorio de 82 a 272 °F, una gravedad específica del gas de 0.574 a 1.223 y Gravedad API de 17.9° a 51.1°, los cuales concuerdan con los propiedades del hidrocarburo del yacimiento.



**Fig. 4.35. Ventana de Propiedades de “Black Oil” (Barra de Tarea Propiedades).**

El Yacimiento JM-99 del tipo condensado no se encontrará crudos pesados pero si fracciones liquidas de hidrocarburos mas livianas, por ello en la segunda de barra de tarea de los datos de viscosidad ubicada en la ventana de Propiedades de

“Black Oil”, se eligió la correlación de Beggs y Robinson porque determina la viscosidad del crudo con rangos de presión entre los 50 y 5,250 psia y una temperatura de 70 to 295 °F, las cuales se ajustan a los valores encontrados en el reservorio.



**Fig. 4.36. Ventana de Propiedades de “Black Oil” (Barra de Tarea Datos de Viscosidad, Opcional).**

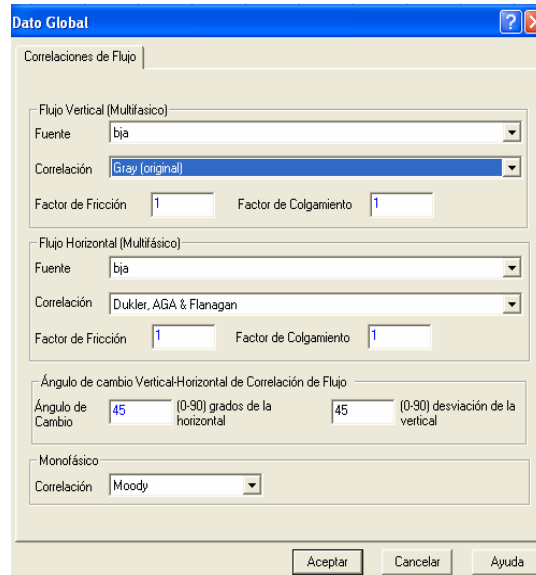
➤ Ventana de Dato Global.

La ventana de dato global se localiza en la barra de menú descolgables, donde se encuentra la opción de Configurar, y se seleccionó Correlación de Flujo. En la ventana se suministró el modelo matemático que simuló el flujo multifasico vertical y horizontal para poder realizar el Análisis Nodal.

Para el Flujo Multifasico Vertical se encuentra opciones de fuentes, la cuales define la fuente para la correlación vertical y se seleccionó la opción de BJA, éste es

un código para la correlación desarrollado por Baker Jardine y ha sido probado ampliamente en tuberías para gas/condensado. Como se seleccionó BJA, luego se seleccionó la opción de Gray (Original), la cual fue desarrollada por Excmo Gray, de la Shell Oil Company para el flujo vertical en los sistemas de gas y condensado. Ésta correlación se eligió porque es la que mas se ajusta al modelo de simulación, debido a que se utiliza para flujo vertical con pérdida de presión y holdup, el flujo se trata como una sola fase (gas) donde se asume que el agua o el condensado se adhieren a la pared de la tubería. Se considera aplicable para los casos de flujo vertical donde la velocidad es inferior a 50 m/s, el diámetro de la tubería está por debajo de 31/2 pulg, la relación de condensado es inferior a 50 BN/MMPCN y la proporción de agua es inferior a 5 BN/MMPCN.

En el caso de flujo horizontal multifásico también se seleccionó como fuente BJA, pero se seleccionó la correlación de Dukler (AGA) & Flanigan debido a que es desarrollada para flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas de los sistemas de recolección de gas y condensado. Taitel Dukler contempla cinco regimenes de flujo, las cuales son estratificados lisos, estratificado ondulado, intermitente, anular dispersa del líquido y burbujas dispersadas. La ecuación de Dukler se utiliza para calcular la pérdida de presión por fricción y holdup, mientras que la ecuación de Flanigan se utiliza para calcular el diferencial de presión de la elevación. En el caso para determinar el holdup se utiliza la correlación de Eaton, el cual se basa en un estudio realizado en 2 pulgadas y 4 pulgadas de tubería de acero con el agua y el gas natural como fluidos de prueba. Las presiones de la prueba variaron dese 305 hasta 865 Psia y las mediciones de Holdup iban desde 0,006 hasta 0,732. Las correlaciones que se seleccionaron se muestran en la figura inferior.



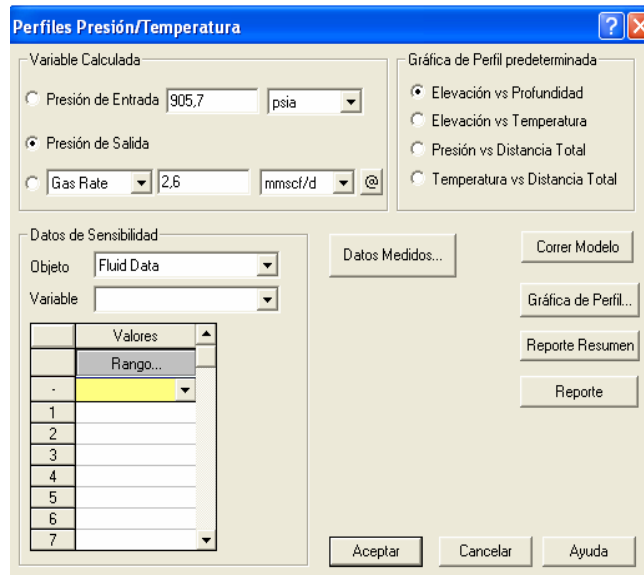
**Fig. 4.37. Ventana de Dato Global (Barra de Tarea Correlaciones de Flujo).**

➤ Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.

La ventana de Perfiles Presión/Temperatura se encuentra en la barra de menú desplegable con comandos para el programa, donde se encuentra la opción de Operaciones, y se seleccionó la opción Perfil Presión/Temperatura. En la ventana se introdujo la presión del yacimiento y la tasa de gas para la data de producción obtenida, en éste caso el reservorio poseía una presión de formación de 905,7 Psia y una tasa de gas de 2,6 MMPCN/D para Septiembre 2010. Posteriormente se declaró como variable calculada la presión de salida, la cual será la correspondiente en el separador, sin embargo, éste valor se declaró en el paso siguiente para poder realizar el Análisis Nodal.

**Nota:** Se puede generar la grafica de Presión/Temperatura con la selección del modelo de la grafica Elevación vs Profundidad, pero las presiones obtenidas

reflejaran para un daño a la formación de cero ( $S=0$ ), el cual no corresponde al daño verdadero de la arena SJ-A (Yacimiento JM-99).



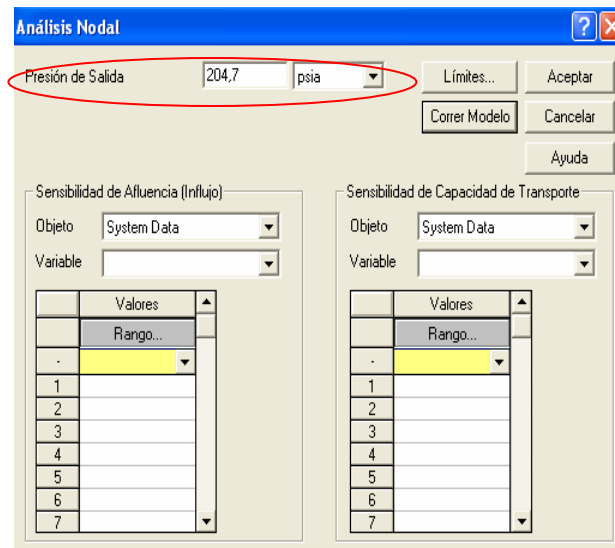
**Fig. 4.38. Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.**

➤ Ventana de Análisis Nodal.

El Análisis Nodal ha sido por mucho tiempo el método establecido para evaluar el desempeño de los pozos y es crucial para comprender el comportamiento y la sensibilidad de su sistema. El Simulador PIPESIM permite que se efectúe análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y que represente gráficamente el flujo de entrada/flujo de salida en cualquier nodo del sistema (en el caso del pozo JM-210 se eligió el nodo solución en el fondo del pozo), proporcionando una manera de entender dónde pueden residir las oportunidades de mejoramiento de la producción.



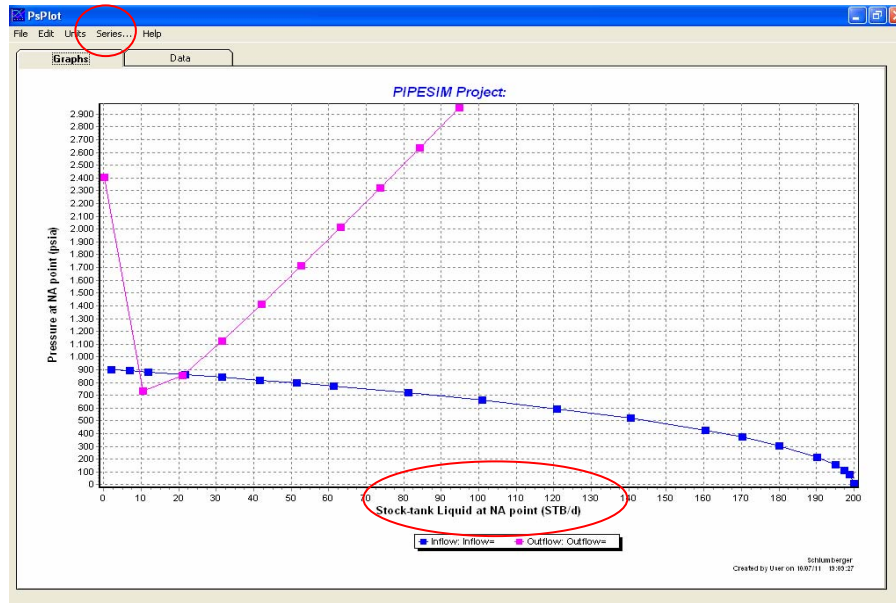
Para ingresar a la ventana se ubicó en el menú desplegable la opción de Operaciones y se selección Análisis Nodal. En la ventana solo se suministró la presión de salida o la presión en el separador, el cual trabajó el sistema de producción para el pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99). Luego se seleccionó la opción de Correr Modelo para generar las graficas del Análisis Nodal.



**Fig. 4.39. Ventana de Análisis Nodal.**

#### 4.5.6.1.1.1.2. Graficas del Análisis Nodal.

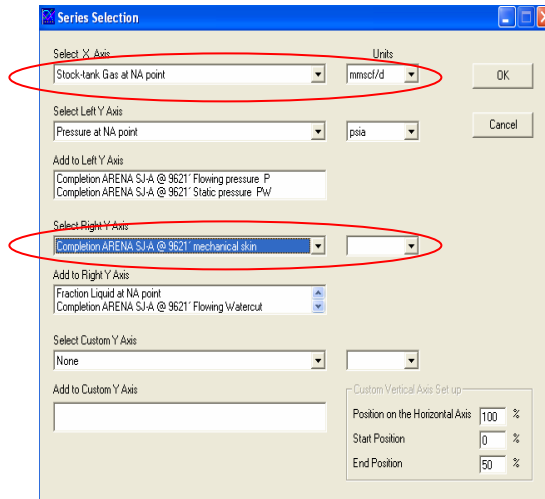
La primera grafica que realizó el Simulador PIPESIM fue Presión (Psia) vs Tasa de Líquido (BN/D), pero como se tiene los valores de las tasas de gas y petróleo en la prueba de producción del pozo JM-210, se ubicó en el menú desplegable que posee en la parte superior y se seleccionó Serie, para cambiar la tasa graficada.



**Fig. 4.40. Primera Gráfica que Genera el Simulador PIPESIM (Tasa de Gas con Daño a la Formación de Cero,  $S=0$ ).**

➤ Ventana de Series Selection.

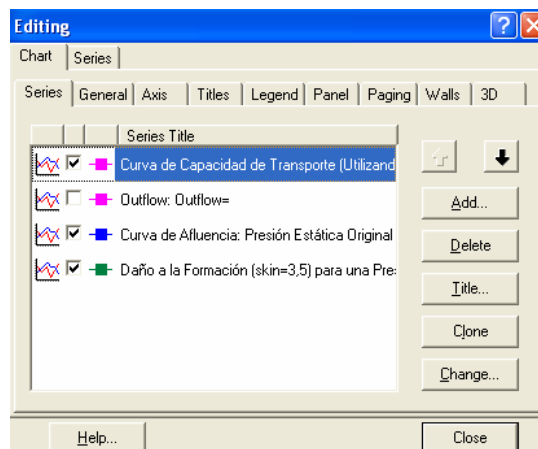
En la ventana de Series Selection se cambió la tasa de liquido graficada por la de gas en el eje “X”, posteriormente en la selección del eje derecho “Y” se seleccionó el daño a la formación que inicialmente tenia un valor de cero ( $S=0$ ), con el fin de observar si la tasa obtenida con la simulación con este factor Skin reproduce el valor de la tasa real medida en la prueba de producción del pozo JM-210 para Septiembre 2010 y finalmente se presionó el botón OK.



**Fig. 4.41. Ventana de Series Selection.**

➤ Ventana Editing

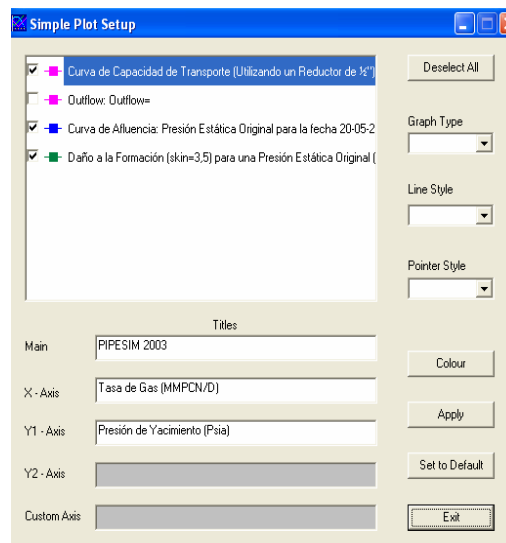
En el menú desplegable se localizó la opción Edit y se seleccionó la opción Advanced Plot Setup y se ingresó a la ventana Editing, en barra de tareas Series se puede cambiar el nombre, color, forma, ubicación, tipo de grafica, entre otras aplicaciones de las líneas y curvas graficadas.



**Fig. 4.42. Ventana Editing.**

➤ Ventana Simple Plot Setup.

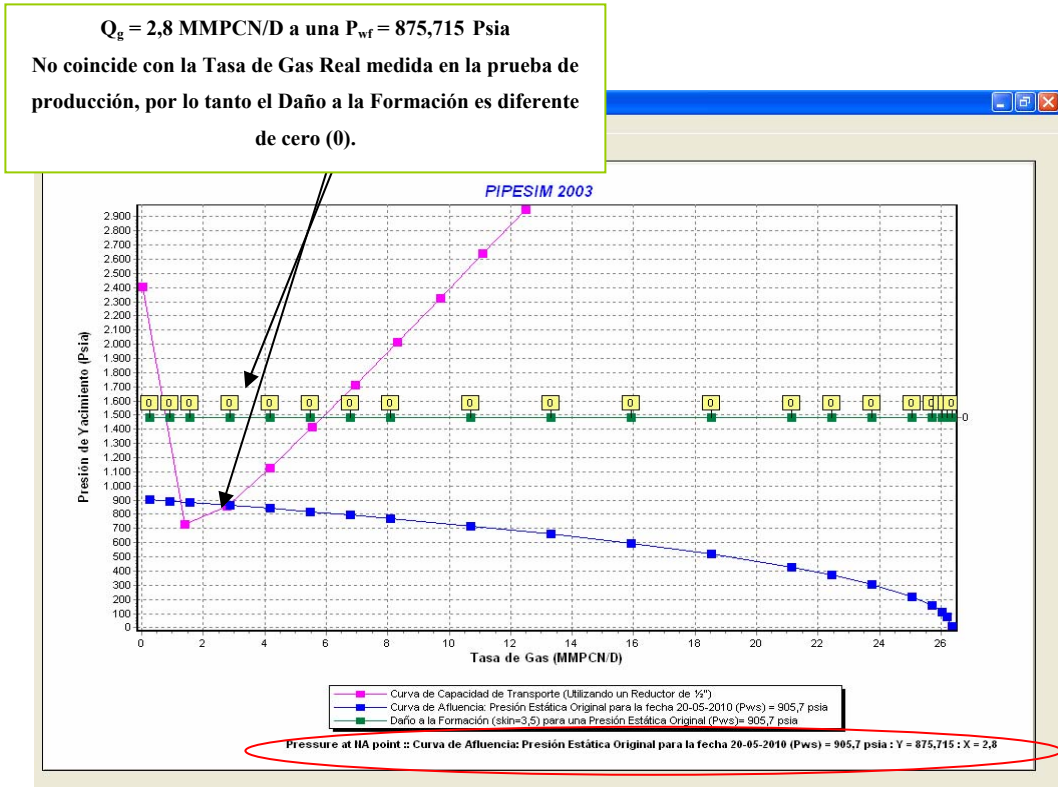
La ventana Simple Plot Setup se encuentra en la barra menú en la opción Edit y se cambió el nombre correspondiente al título y de los ejes X, Y1 y Y2.



**Fig. 4.43. Ventana Simple Plot Setup.**

➤ Evaluación de la Tasa de Gas con Daño a la Formación de Cero ( $S=0$ ).

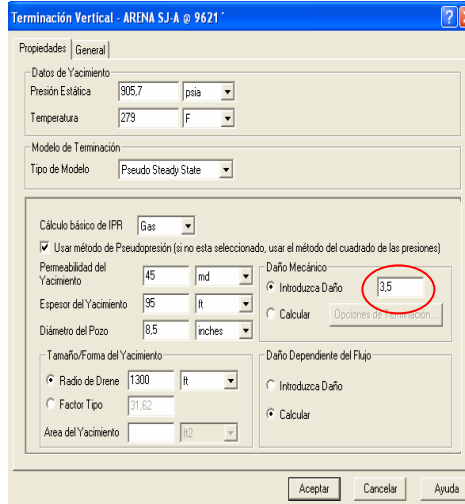
En este caso como la tasa de gas simulada es muy alta en comparación a la tasa real obtenida de la prueba de producción del pozo JM-210 (Yacimiento JM-99), entonces no corresponde el valor de verdadero daño a la formación ( $S$ ) por lo que se procedió a sensibilizar dicho valor hasta reproducir la tasa de gas de producción, ya que en ese valor indica el daño verdadero generado para la arena productora debido a la aplicación de la Salmuera de Cloruro de Sodio.



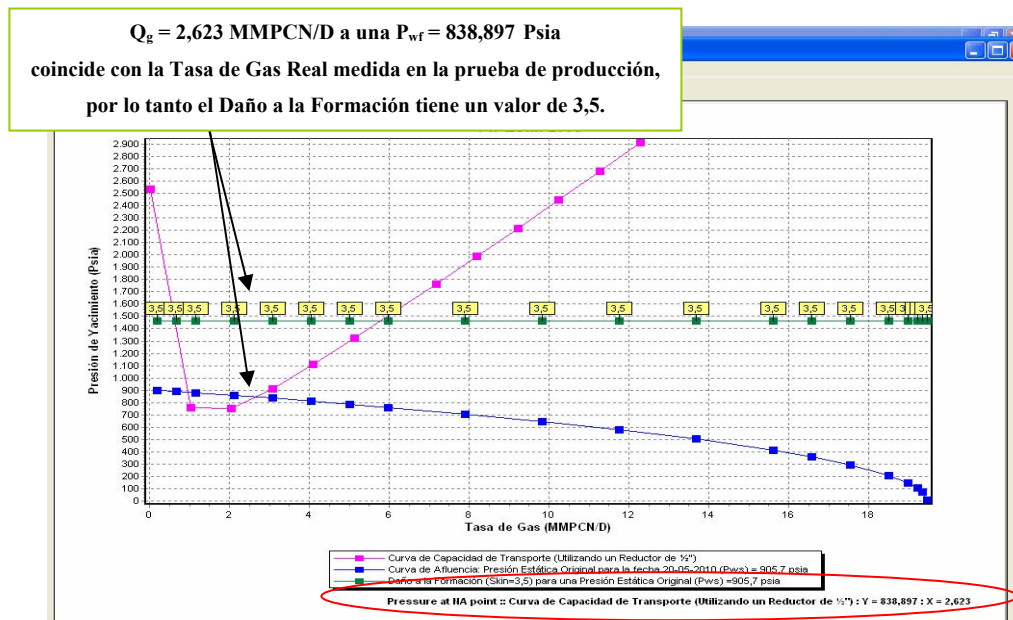
**Fig. 4.44. Evaluación de la Tasa de Gas con Daño a la Formación de Cero (S= 0).**

Sensibilidad al Daño a la Formación (S).

Para realizar la sensibilización se suministró valores al daño en la ventana de Terminación Vertical ubicada en el diseño del modelo del pozo JM-210, con el fin de reproducir la tasa de producción. En la imagen inferior se muestra el valor del daño verdadero a la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) que reprodujo la tasa de gas en la prueba de producción del pozo JM-210 para Septiembre 2010.



**Fig. 4.45. Sensibilidad al Daño a la Formación (S) en la Ventana de Terminación Vertical.**



**Fig. 4.46. Obtención del Valor del Daño verdadero de la Formación (S) que reproduce la Tasa de Producción del pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99).**

Todos los resultados obtenidos a través del Análisis Nodal en el pozo JM-210 para la arena SJ-A (Yacimiento JM-210) en la pestaña Data.

	Stock-tank Gas at NA	Pressure at NA point	Completion ARENA SJ-A	Stock-tank Gas at NA	Pressure at NA point	Completion ARENA SJ-A	G	H	I	J	K	L	M
1	Inflow: Inflow	Inflow: Inflow	Inflow: Inflow	Outflow: Out	Outflow: Out	Outflow: Out							
3	0.1947	901.4306	3.5000	0.0195	2532.2958								
4	0.6766	890.9456	3.5000	1.0247	759.9227								
5	1.1585	880.2335	3.5000	2.0495	754.1497								
6	2.1222	858.2834	3.5000	3.0742	912.2577								
7	3.0860	835.5832	3.5000	4.0590	1114.1469								
8	4.0496	812.0751	3.5000	5.1237	1325.8493								
9	5.0135	787.6929	3.5000	6.1484	1543.2096								
10	5.9773	762.3238	3.5000	7.1732	1764.5110								
11	7.9048	708.2824	3.5000	8.1979	1988.9524								
12	9.8324	648.8850	3.5000	9.2227	2216.2138								
13	11.7600	582.4876	3.5000	10.2474	2446.1753								
14	13.6874	506.3412	3.5000	11.2722	2678.3267								
15	15.6149	415.1056	3.5000	12.2969	2910.1691								
16	16.5787	360.3062	3.5000										
17	17.5425	294.9978	3.5000										
18	18.5063	209.4493	3.5000										
19	18.9881	148.7609	3.5000										
20	19.2291	105.7937	3.5000										
21	19.3495	76.4352	3.5000										
22	19.4700	9.0521	3.5000										
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
31													

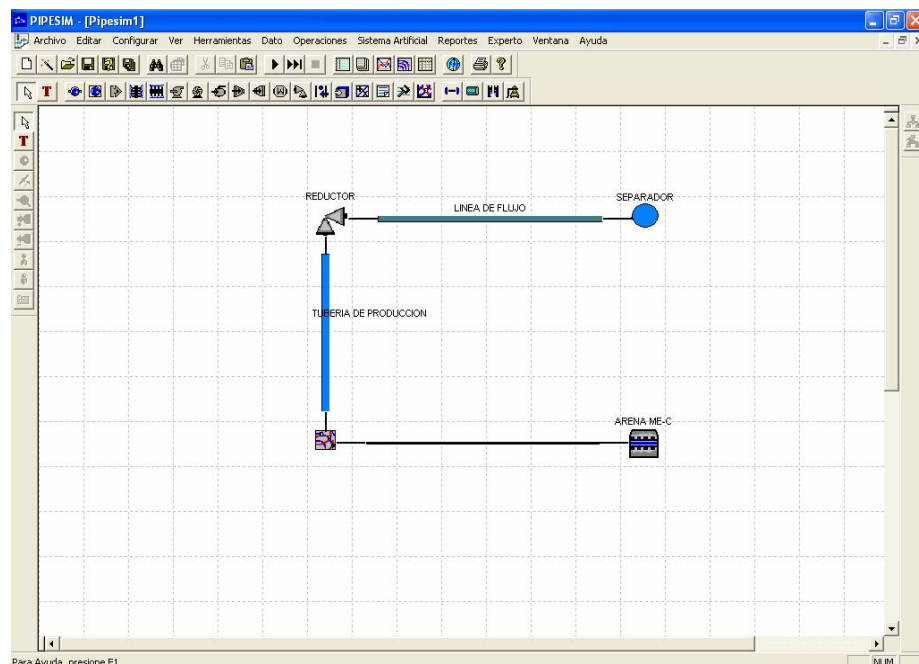
**Fig. 4.47. Resultados de Tasa de Gas, Presión de Yacimiento y Valor del Daño a la Formación calculados por el Simulador PIPESIM mediante el Análisis Nodal para el Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).**

**Nota:** Para la determinación del daño a la formación por el uso de Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) para el pozo vertical RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) se realizó el mismo procedimiento efectuado en el pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) de suministro de datos al simulador correspondiente al yacimiento, la configuración del pozo y de superficie. También se aplicaron las mismas correlaciones utilizadas por el pozo JM-210 para realizar el Análisis Nodal en el pozo RG-239, pero en éste caso se trabajó el sistema con una presión de separación de 154,7 Psia y un reductor de 7/8”.

#### 4.5.6.1.2. Sensibilidades Realizadas con el Simulador PIPESIM para la Determinación del Daño Generado por el uso de Salmueras de Cloruro de Sodio en un Pozo Direccional.

➤ Diseño del Pozo Direccional.

Para la simulación se seleccionó el único pozo direccional en estudio, el cual fue el RG-280 que intercepta la arena propuesta a re-acondicionamiento llamada ME-C (Yacimiento RG-29). El simulador PIPESIM realiza el diseño del pozo tomándolo como del tipo horizontal, por lo que se seleccionó el Widget de Terminación Horizontal para el diseño del pozo, el resto del procedimiento fue similar al realizado par el pozo JM-210.



**Fig. 4.48. Ventana Principal del Simulador PIPESIM. Diseño del Pozo Direccional JM-280 en la Arena ME-C (Yacimiento JM-210).**



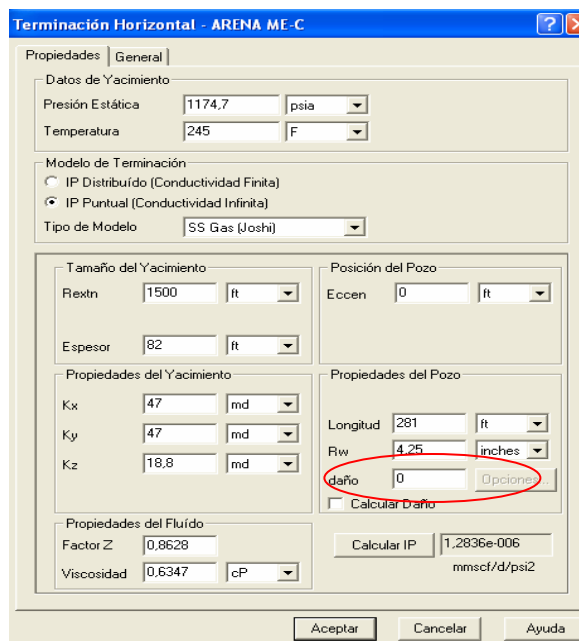
➤ Ventana de Terminación Horizontal.

En la ventana de terminación horizontal se encuentra la barra de tarea de propiedades, en ésta se introdujeron los datos que posee el yacimiento como la presión estática y temperatura que presenta. Luego se seleccionó en modelo de terminación IP Puntual (Conductividad Infinita) porque el yacimiento no es volumétrico y se necesitó calcular los valores de un solo punto llamado “PI” de los datos aportados.

Para elegir el modelo de IPR, se tomó en cuenta lo siguiente: A pesar que la arena ME-C (Yacimiento RG-29) está oficialmente interpretado como un yacimiento de petróleo volátil, actualmente se encuentra por debajo de la presión de burbujeo y posee una capa de gas, donde esta última nombrada fue la zona cañoneada en el pozo RG-280. Por lo tanto, el flujo del pozo produce en mayor proporción el gas con respecto al petróleo y aparte la producción acumulada en el pozo vecino RG-272 completada en la misma arena ME-C (Yacimiento RG-29) tiene alta producción acumulada de gas e igual sucede con el pozo en estudio RG-280, por lo que se dice que el yacimiento se encuentra muy cercano al punto crítico, entonces por encontrarse por debajo de su punto de burbujeo puede separar gran cantidad de gas que se encontraba anteriormente disuelta en la fase líquida. Por el motivo antes mencionado, se decidió elegir el tipo de modelo IPR de Joshi para Gas, porque toma en cuenta el flujo correcto para el pozo RG-280 en la fecha de 04-08-2008 y dará el comportamiento adecuado de la producción del pozo.

La correlación de Joshi es utilizada por el simulador PIPESIM para hallar el índice de productividad de la arena productora, donde se aborda el efecto del gradiente de presión del pozo horizontal en el rendimiento de la producción del pozo y se establece que dicha caída de presión aumenta cuando se incrementa el flujo multifásico. La correlación se puede aplicar a reservorios con una presión menor a 2500 psia, por lo que es aplicable al pozo RG-280.

Cuando se eligió el modelo de correlación de Joshi para gas, luego se suministró todos los datos al simulador como se muestra en la figura inferior que ayudaron a estimar el índice de productividad y los datos necesarios para el análisis nodal. En éste caso se realizó el mismo procedimiento para hacer el pozo vertical para la determinación del daño por el uso de una Salmuera de Cloruro de Sodio como fluido de completación, primero se simuló para una pozo en condiciones de formación ideales, es decir, con daño cero (0) y luego se sensibilizaría el valor.



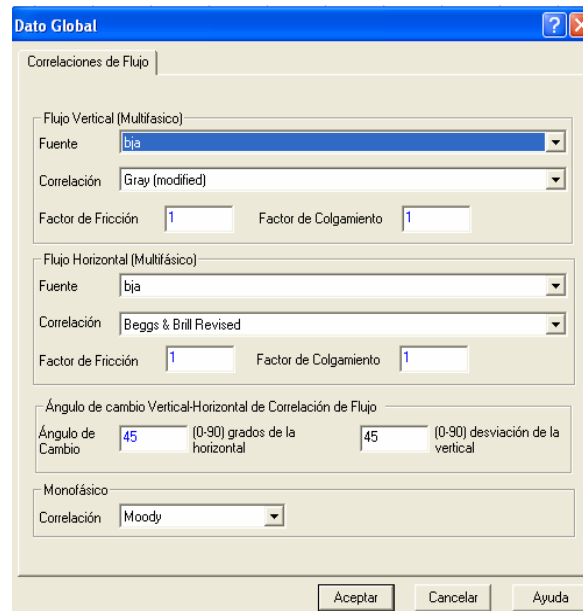
**Fig. 4.49. Ventana de Terminación Vertical (Barra de Tarea Propiedades).**

#### Ventana de Dato Global.

En la ventana de dato global, como en el caso del pozo vertical RG-239 se suministró el modelo matemático que simuló el flujo multifásico vertical y horizontal para poder realizar el Análisis Nodal.

Para el Flujo Multifásico Vertical se seleccionó como fuente la opción de BJA, el cual ha sido probado ampliamente en tuberías para gas/condensado. Como se seleccionó BJA, luego se seleccionó la opción de Gray (Modificada), esta correlación se basa en la ecuación de Gray (Original), pero en la primera nombrada se ajusta el número de Reynold y la pseudo-rugosidad debe ser menor al radio de la tubería.

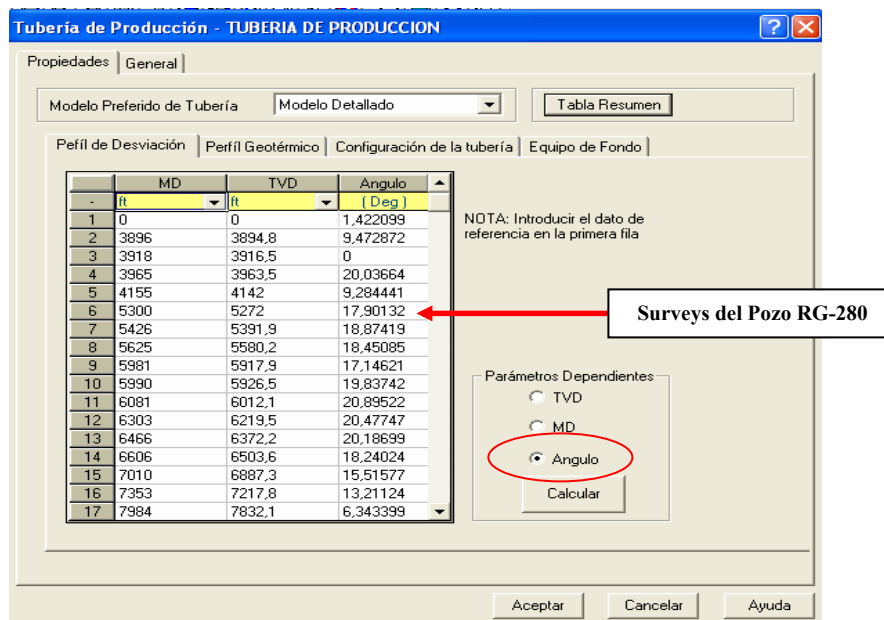
En el caso de flujo horizontal multifásico se seleccionó como fuente BJA, pero se seleccionó la correlación de Beggs & Brill Revised (Modificada), debido a que se incluyen las capacidades de la correlación Beggs & Brill Original, la cual que se utiliza para pérdida de presión y estudio de dos fases en flujo de tuberías horizontales e inclinadas, se toma el fluidos como un régimen de flujo horizontal y los holdup se calculado se corrigen con el ángulo de inclinación. En la correlación Beggs & Brill modificada se adiciona factores como rugosidad de la tubería y régimen de flujo espuma.



**Fig. 4.50. Ventana de Dato Global (Barra de Tarea Correlaciones de Flujo).**

➤ Ventana de Tubería de Producción.

En la barra de tarea de perfil de desviación ubicada en la ventana de tubería de producción, se suministró todas las medidas de longitud de la perforación realizada (MD) y las medidas verticales reales desde el nivel de superficie hasta el fondo del pozo (TVD). En este caso no se tenía el ángulo de inclinación o el Surveys del pozo RG-280, por lo que se procedió a seleccionar la opción ángulo como parámetro dependiente y se presionó el botón “Calcular”, mostrando luego todos los resultados en la tercera columna de la tabla para cada MD y TVD. De esta manera se declaró al Simulador PIPESIM que el pozo es direccional.



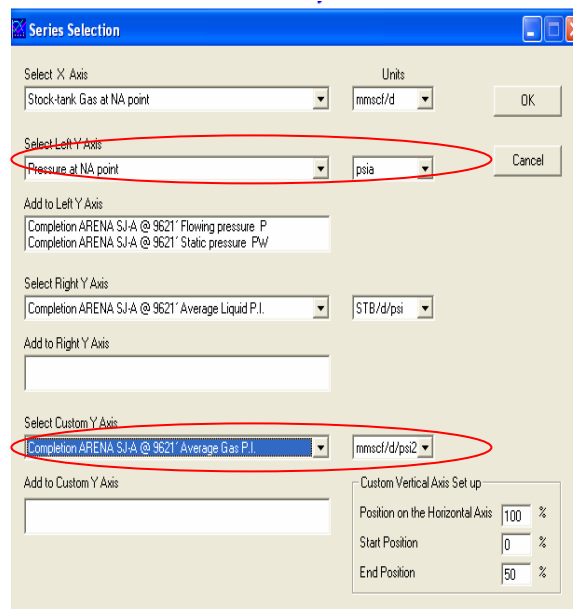
**Fig. 4.51. Ventana de Dato Global (Barra de Tarea Perfil de Desviación).**

**Nota:** El resto del procedimiento para el pozo direccional RG-280 fue el mismo procedimiento utilizado por el pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) de suministro de datos al simulador correspondiente al yacimiento, la configuración del

pozo y de superficie (se utilizó el mismo reductor de ½”). El Análisis Nodal se realizó con una presión de separación de 114,7 Psia.

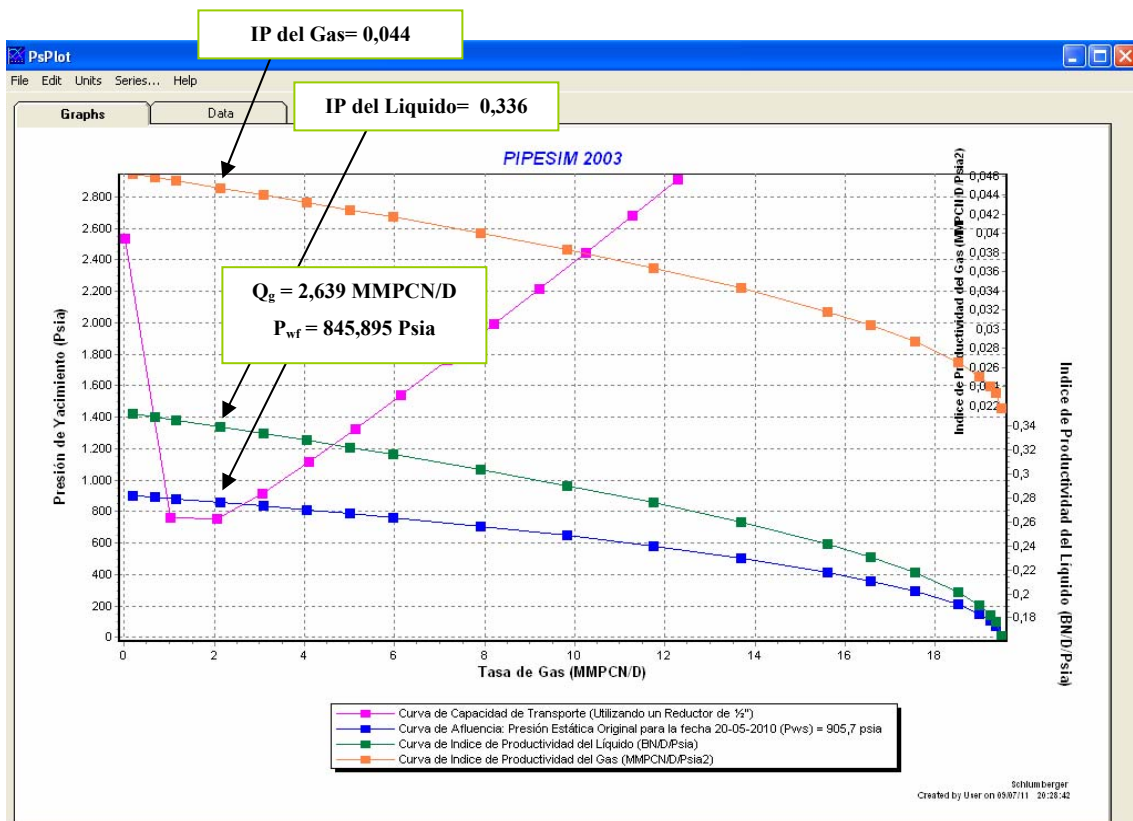
➤ Determinación del Índice de Productividad con el Daño Verdadero.

Para realizar la simulación del índice de productividad se debe tener el daño verdadero de la formación para poder simular el potencial real el yacimiento en el pozo en estudio. En éste caso se seleccionó para explicar la metodología empleada el pozo JM-210 donde se completó la arena SJ-A (Yacimiento JM-99), el primer paso fue ingresar a la ventana Series Selection para colocar la tasa a simular par el eje “X”, luego se colocó la variable que se graficaría con respecto a la presión en el eje “Y”, mientras que el índice de productividad del líquido y del gas se seleccionó en la parte inferior de la ventana.



**Fig. 4.52. Ventana de Series Selection.**

Cuando se graficó el Análisis Nodal suministró el valor de la tasa de gas producida correspondiente al pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) a la fecha de Septiembre de 2010 con un daño verdadero de 3,5. Por lo tanto, el índice de productividad el líquido y gas para esa fecha se halló con la misma tasa de gas obtenida subiendo en vertical a la gráfica y cortando dichas curvas. Con el simulador PIPESIM se puede saber el valor exacto en el punto de corte con solo colocar el pulsor del mouse en ese punto, obteniéndose así cada valor de índice de productividades de la arena SJ-A.



**Fig. 4.53. Obtención del Valor del Índice de Productividad del Líquido y Gas con un Daño verdadero de la Formación de 3,5 que reproduce las Tasas de Producción del pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99).**

Posteriormente en la pestaña de Data, se observó todos los resultados de los cálculos realizados por las correlaciones anteriormente suministradas al simulador, donde la tabla de resultados pudo ser fácilmente ser transferido a Microsoft Office Excel.

	Stock-tank Gas at NA	Pressure at NA point	Completion ARENA SJ-A	Stock-tank Gas at NA	Pressure at NA point	Completion ARENA SJ-A	Stock-tank Gas at NA	Completion ARENA SJ-A	Stock-tank Gas at NA	Completion ARENA SJ-A	K	L	M
	Inflow: PV/S	Inflow: PV/S	Inflow: PV/S	Outflow: DBE	Outflow: DBE	Outflow: DBE	Outflow: DBE	Outflow: DBE	Outflow: DBE	Outflow: DBE	Outflow: DBE	Outflow: DBE	Outflow: DBE
1													
3	0.1947	901.4906	0.3505	0.0195	2532.2968		19.4702	0.0217	0.0195	95878000000			
4	0.6766	890.9456	0.3478	1.0247	799.9197		17.5427	0.0287	1.0247	95878000000			
5	1.1585	880.2335	0.3451	2.0495	754.1517		15.6151	0.0318	2.0495	95878000000			
6	2.1223	858.2824	0.3395	3.0742	912.2627		13.6875	0.0343	3.0742	95878000000			
7	3.0860	835.5832	0.3339	4.0990	1114.1569		11.7601	0.0364	4.0990	95878000000			
8	4.0498	812.0741	0.3282	5.1237	1325.8683		9.8325	0.0383	5.1237	95878000000			
9	5.0136	787.6819	0.3223	6.1485	1543.2296		7.9049	0.0400	6.1485	95878000000			
10	5.9774	762.3218	0.3163	7.1733	1764.5210		5.9774	0.0417	7.1733	95878000000			
11	7.9049	709.2804	0.3039	8.1980	1989.9724		4.0498	0.0433	8.1980	95878000000			
12	9.8325	648.8820	0.2905	9.2227	2216.2338		2.1223	0.0448	9.2227	95878000000			
13	11.7601	582.4836	0.2750	10.2475	2446.2053		0.1947	0.0462	10.2475	95878000000			
14	13.6875	506.3362	0.2600	11.2723	2678.9567		18.5064	0.0286	11.2723	95878000000			
15	15.6151	415.0976	0.2415	12.2970	2910.2181		18.9883	0.0251	12.2970	95878000000			
16	16.5789	360.2962	0.2306				1.1585	0.0455					
17	17.5427	294.9848	0.2179				19.2293	0.0240					
18	18.5064	209.4293	0.2017				3.0860	0.0440					
19	18.9883	148.7339	0.1903				19.3497	0.0233					
20	19.2293	105.7537	0.1824				5.0136	0.0425					
21	19.3497	75.3824	0.1769				0.6766	0.0458					
22	19.4702	9.3066	0.1648				16.5789	0.0304					
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
31													

**Fig. 4.54. Resultados de Tasa de Gas, Presión de Yacimiento y Valores de los Índices de Productividades del Líquido y Gas para cada Tasa. Cálculos Realizado por el Simulador PIPESIM con el Análisis Nodal para pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).**

#### **4.5.6.2. Determinación a través de Simulaciones del Daño Generado por el uso de la Emulsión Inversa Reversible en los Trabajos de Completación de los Pozos RG-239 y RG-280 y JM-210.**

Para hacer la simulación en los pozos RG-239 y RG-280 y JM-210 se colocó como premisas:

- La presión del yacimiento cuando se re-acondicionó los pozos con TOFA en el año 2011, es la misma presión cuando se le realizó la prueba de producción en el año 2010 a los pozos en estudio.

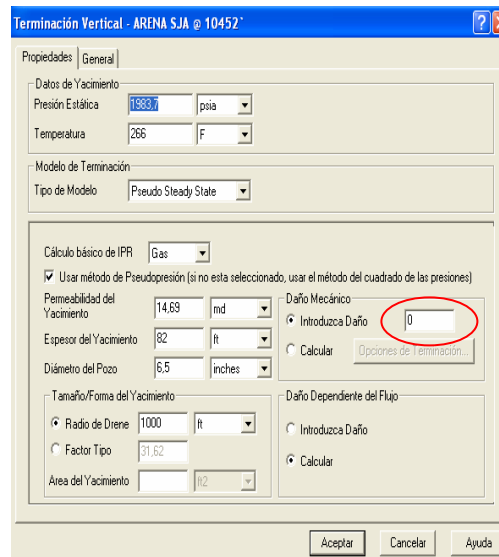
Posteriormente utilizando el mismo diseño del pozo de la simulación realizada cuando se aplicó salmuera de Cloruro de Sodio en los pozos, se ingresó la data de producción contenida la carta de aceptación para la fecha 06/07/2011, el diámetro del nuevo reductor y tubería de producción, cuyos valores fueron obtenidos después de haber re-acondicionado los pozos con la emulsión inversa reversible TOFA. En este caso se muestra la simulación realizada para el pozo vertical RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134), los datos ingresados para la determinación del daño fueron de la siguiente manera:

- Ventana de Terminación Vertical.

En la ventana de terminación vertical se mantuvo el valor de la presión estática obtenida cuando se determinó la temperatura, permeabilidad (K), espesor y radio de drenaje del Yacimiento RG-134, mientras que el modelo de terminación se mantuvo igual en Pseudo Steady State. Luego se declaró el daño a la formación igual cero ( $S=0$ ) para iniciar el proceso de sensibilización y determinar el daño a la formación cuando se aplicó emulsión TOFA en el pozo RG-239 de la misma manera cuando se



determinó el Factor Skin cuando se completó el pozo con salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl).



**Fig. 4.55. Ventana de Terminación Vertical (Barra de Tarea Propiedades).**

➤ Ventana de Tubería de Producción.

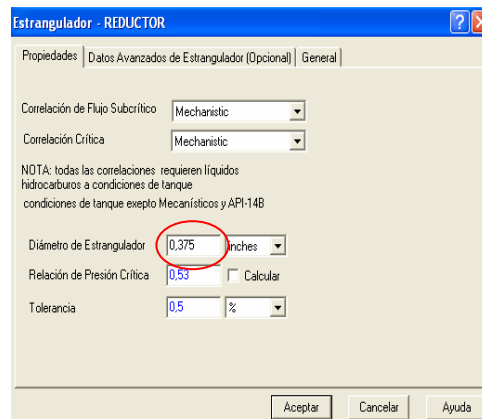
La ventana de tubería de producción constituida de varias barras de tareas, se ajustó en configuración los cambios efectuados en la nueva completación del tipo sencilla selectiva con tubería de 2-7/8” del año 2011, para ello se ubicó en el “Pipe Body Data Tables” el diámetro interno y espesor estándar para esa tubería. La longitud de la perforación realizada (MD) y la rugosidad de la tubería se mantuvo del mismo valor.



**Fig. 4.56. Ventana de la Tubería de Producción (Barra de Tarea Configuración de Tubería).**

➤ Ventana del Estrangulador.

En la ventana del Estrangulador se suministró el nuevo diámetro que posee el reductor del pozo, dato que se obtuvo de la carta de aceptación para el pozo JM-210.



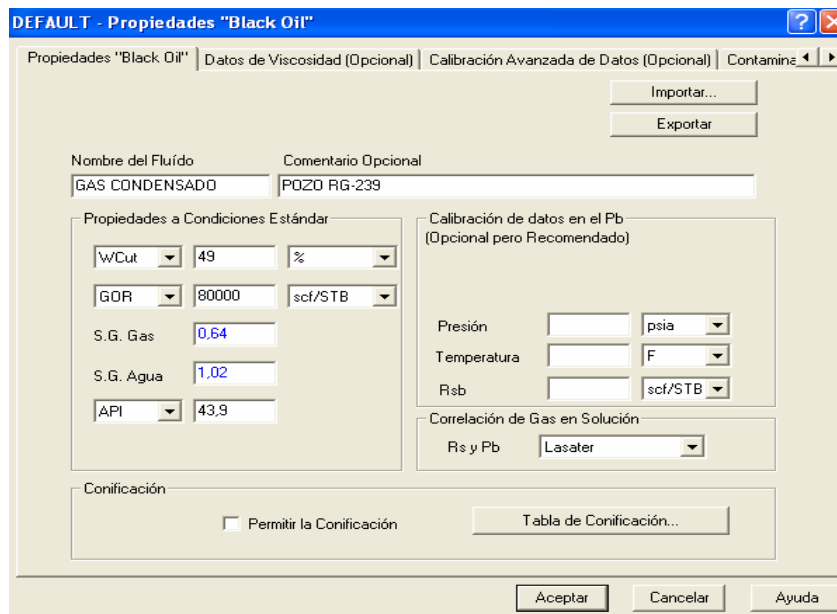
**Fig. 4.57. Ventana del Estrangulador (Barra de Tarea Propiedades).**

#### 4.5.6.2.1. Suministros de los Datos de los Fluidos.

Las ventanas de aplicación tienen una barra de menú del Simulador PIPESIM en la que figuran menús descolgables con comandos para el programa, donde se encuentra la opción de Configurar, y se selecciono la opción “Black Oil”.

➤ Ventana de Propiedades de “Black Oil”.

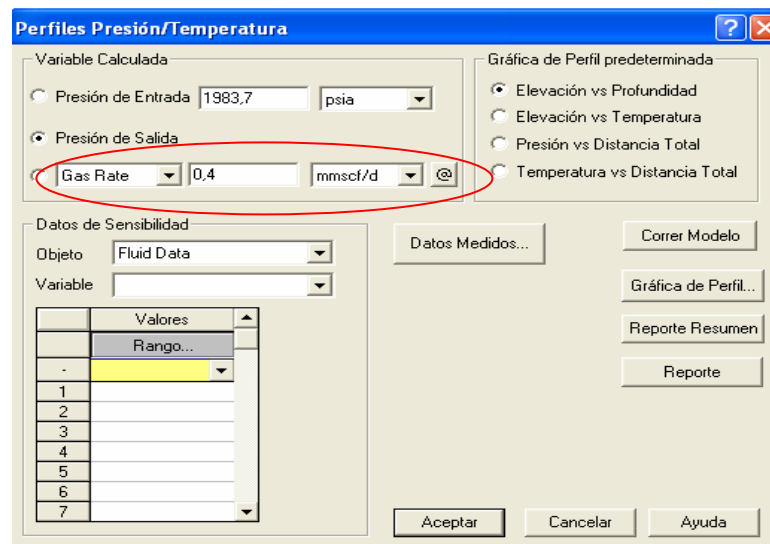
La ventana de Propiedades de “Black Oil” constituida de varias barras de tarea, donde en la primera de propiedades se suministró los datos de la producción de fluidos en el pozo RG-239 correspondiente a la arena SJ-A (Yacimiento JM-99).



**Fig. 4.58. Ventana de Propiedades de “Black Oil” (Barra de Tarea Propiedades).**

➤ Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.

La ventana de Perfiles Presión/Temperatura localizada en la barra de menú desplegable, se encuentra la opción de Operaciones, y se seleccionó la opción Perfil Presión/Temperatura. En la ventana se introdujo la presión del yacimiento obtenida cuando se estimó la permeabilidad de la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) y la tasa de gas para la data de producción obtenida en la fecha de 06/07/2011.

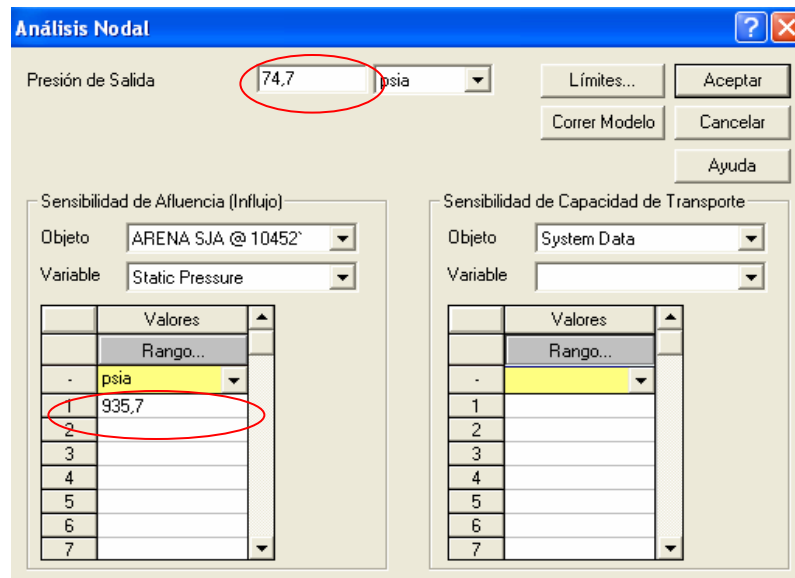


**Fig. 4.59. Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.**

Ventana de Análisis Nodal.

La ventana de Análisis Nodal se localiza en la barra de menú desplegable, donde se encuentra la opción de Operaciones, y se seleccionó la opción Análisis Nodal. En la ventana se suministró la presión de separación y se sensibilizó la presión de

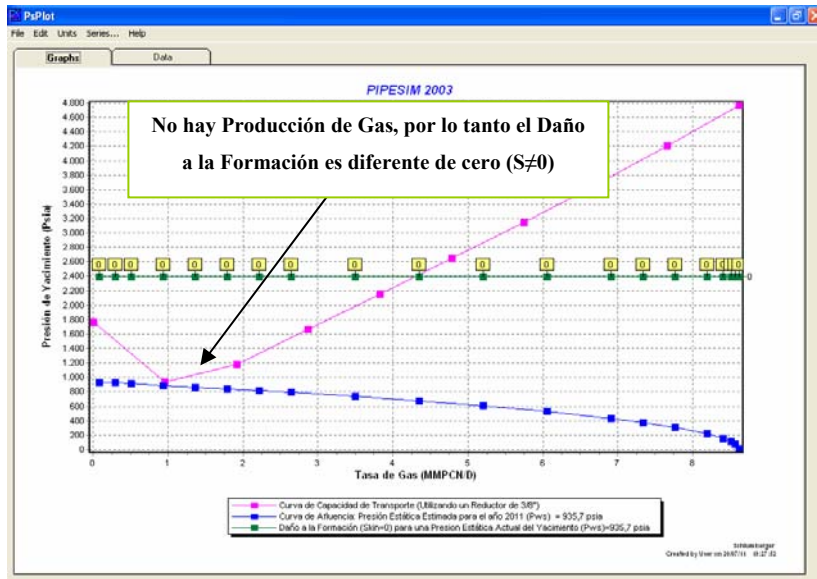
yacimiento para solo graficar el valor que posee el reservorio para la fecha 06/07/2011. Luego se presionó el botón de Correr Modelo para poder graficar.



**Fig. 4.60. Ventana de Análisis Nodal.**

### **Graficas del Análisis Nodal.**

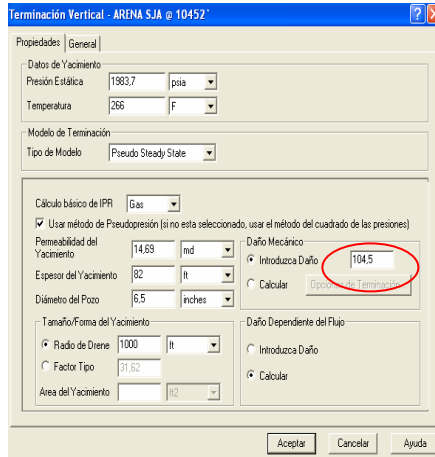
La grafica de Presión de Yacimiento (Psia) vs Tasa de Gas (MMPCN/D) que realizó el Simulador PIPESIM fue la Presión con daño igual cero ( $S=0$ ), en dicho comportamiento se observó que el pozo no estaba produciendo fluido y por ende no reprodujo la producción obtenida por el pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) para la fecha del 06/07/2011. Entonce el valor de cero no correspondió al valor de daño real de la formación y se procedió a sensibilizar en el Análisis Nodal.



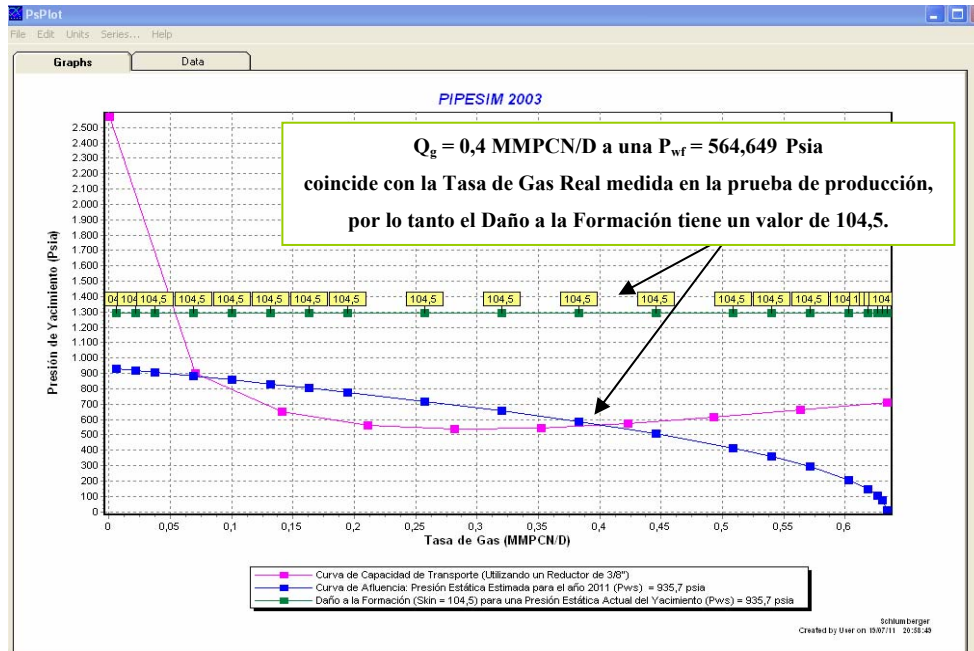
**Fig. 4.61. Primera Gráfica que Genera el Simulador PIPESIM (Tasa de Gas con Daño a la Formación de Cero,  $S=0$ ).**

#### Sensibilidad al Daño a la Formación (S).

Para realizar la sensibilización se suministró valores al daño en la ventana de Terminación Vertical ubicada en el diseño del modelo del pozo RG-239, con el fin de reproducir la tasa de producción. En la imagen inferior se muestra el valor del daño verdadero a la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) que reprodujo la tasa de gas en la prueba de producción del pozo JM-210 para el 06/07/2011.



**Fig. 4.62. Sensibilidad al Daño a la Formación (S) en la Ventana de Terminación Vertical.**



**Fig. 4.63. Obtención del Valor del Daño verdadero de la Formación (S) que reproduce la Tasa de Producción del pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99).**

Todos los resultados obtenidos a través del Análisis Nodal en el pozo JM-210 para la arena SJ-A (Yacimiento JM-210) en la pestaña Data.

	Stock-tank Gas at NA	Pressure at NA point	Completion ARENA SJ-A	Stock-tank Gas at NA	Pressure at NA point	Completion ARENA SJ-A	G	H	I	J	K	L	M
	Inflow PWS	Inflow PWS	Inflow PWS	Outflow Out	Outflow Out	Outflow Out	Outflow Out	Outflow Out	Outflow Out	Outflow Out	Outflow Out	Outflow Out	Outflow Out
1													
3	0.0063	930.9448	104.5000	0.0006	2569.9260								
4	0.0220	919.0597	104.5000	0.0705	890.1306								
5	0.0377	907.0287	104.5000	0.1410	648.2360								
6	0.0691	882.5815	104.5000	0.2114	561.0195								
7	0.1005	857.3113	104.5000	0.2819	538.4464								
8	0.1319	831.3572	104.5000	0.3524	545.2334								
9	0.1633	804.6880	104.5000	0.4229	574.8376								
10	0.1947	777.1068	104.5000	0.4934	616.2358								
11	0.2575	718.5095	104.5000	0.5638	661.2301								
12	0.3203	655.7711	104.5000	0.6343	709.7824								
13	0.3831	586.0537	104.5000										
14	0.4459	507.1962	104.5000										
15	0.5087	413.8436	104.5000										
16	0.5401	368.2002	104.5000										
17	0.5715	292.5168	104.5000										
18	0.6029	206.8953	104.5000										
19	0.6188	146.4679	104.5000										
20	0.6265	103.7876	104.5000										
21	0.6304	73.7136	104.5000										
22	0.6343	9.4620	104.5000										
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
31													
4													

**Fig. 4.64. Resultados de Tasa de Gas, Presión de Yacimiento y Valor del Daño a la Formación calculados por el Simulador PIPESIM mediante el Análisis Nodal para el Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

➤ Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.

Luego de obtener el valor del daño verdadero en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) se ingresó el valor de la presión del reservorio para la fecha 06/07/2011 y luego se presionó el botón Correr Modelo para graficar el comportamiento de las presiones generadas por los fluidos contenidos en la arena SJ-A durante su producción a través del pozo RG-239.



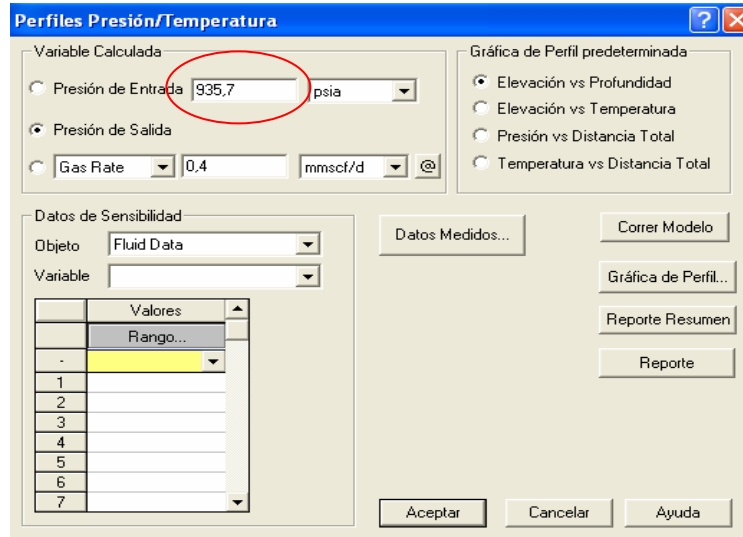


Fig. 4.65 Ventana de Perfiles Presión/Temperatura.

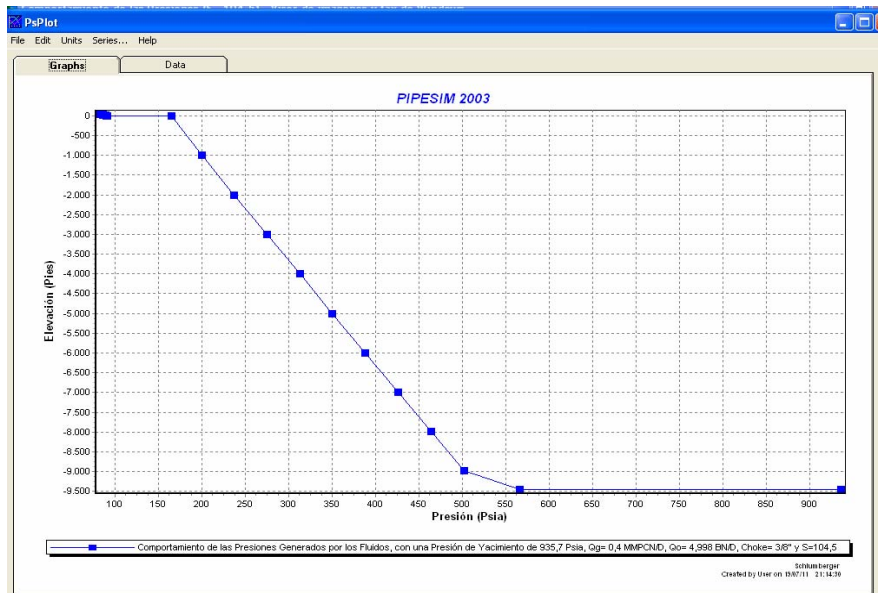
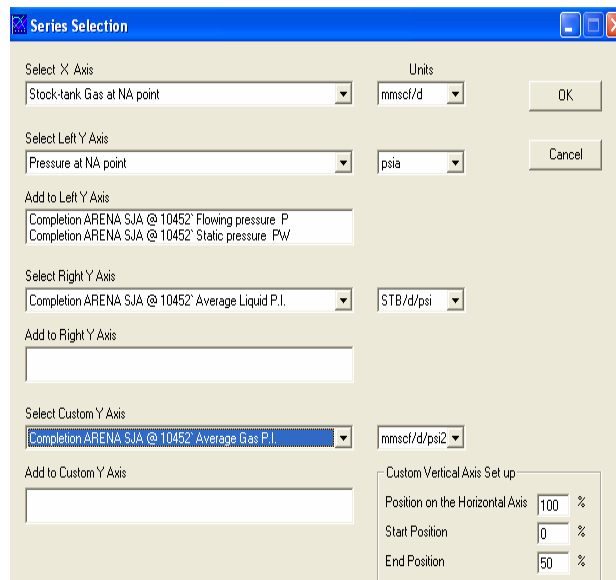


Fig. 4.70. Comportamiento de las presiones Generados por los Fluidos en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) Durante la Producción a través del Pozo RG-239.

➤ Determinación del Índice de Productividad con el Daño Verdadero.

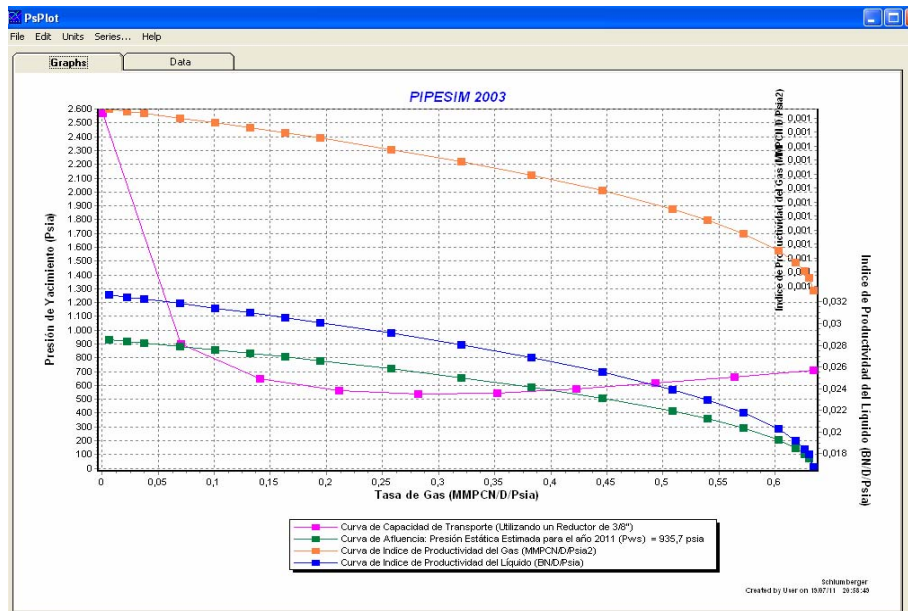
Para realizar la simulación del índice de productividad con el daño verdadero de la formación, se seleccionó el pozo RG-239 donde se completó la arena SJ-A (Yacimiento RG-239), el primer paso fue ingresar a la ventana Series Selection para colocar la tasa a simular par el eje “X”, luego la variable que se graficaría con respecto a la presión en el eje “Y”, mientras que el índice de productividad del líquido y del gas se seleccionó en la parte inferior de la ventana.



**Fig. 4.71. Ventana de Series Selection.**

Cuando se graficó el Análisis Nodal suministró el valor de la tasa de gas producida correspondiente al pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) a la fecha de 06/07/2011 con un daño verdadero de 104,5. Por lo tanto, el índice de productividad el líquido y gas para esa fecha se halló con la misma tasa de gas

obtenida subiendo en vertical a la grafica y cortando dichas curvas. Luego en la pestaña data se puede obtener todos los resultados del Análisis Nodal como la tasa de gas y el índice de productividad del gas y el líquido a cada presión



**Fig. 4.72. Obtención del Valor del Índice de Productividad del Líquido y Gas con un Daño verdadero de la Formación de 104,5 que reproduce las Tasas de Producción del pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

	Stock-tank Gas at NA	Pressure at NA point	Completion ARENA SJA	Stock-tank Gas at NA	Pressure at NA point	Completion ARENA SJA	Stock-tank Gas at NA	Completion ARENA SJA	Stock-tank Gas at NA	Completion ARENA SJA	K	L	M
1	Inflow: Pw/S	Inflow: Pw/S	Inflow: Pw/S	Outflow: Out	Outflow: Out	Outflow: Out	Outflow: Out	Outflow: Out	Outflow: Out	Outflow: Out			
3	0.0063	930.9448	0.0327	0.0006	2563.9260		0.6343	0.0007	0.0006	95878000000			
4	0.0220	919.0597	0.0325	0.0705	898.1386		0.5715	0.0009	0.0705	95878000000			
5	0.0377	907.0287	0.0323	0.1410	648.2260		0.5087	0.0010	0.1410	95878000000			
6	0.0691	882.5015	0.0318	0.2114	561.0195		0.4459	0.0010	0.2114	95878000000			
7	0.1005	857.2113	0.0314	0.2619	538.4464		0.3831	0.0011	0.2619	95878000000			
8	0.1319	831.3972	0.0310	0.3524	545.2334		0.3203	0.0011	0.3524	95878000000			
9	0.1633	804.6890	0.0306	0.4229	574.8376		0.2575	0.0012	0.4229	95878000000			
10	0.1947	777.1068	0.0301	0.4934	616.2368		0.1947	0.0012	0.4934	95878000000			
11	0.2575	718.9095	0.0291	0.5638	661.2901		0.1319	0.0013	0.5638	95878000000			
12	0.3203	665.7711	0.0280	0.6343	708.7834		0.0691	0.0013	0.6343	95878000000			
13	0.3831	586.0937	0.0269				0.0063	0.0013					
14	0.4459	507.1982	0.0255				0.6029	0.0008					
15	0.5087	413.8436	0.0239				0.6186	0.0008					
16	0.5401	358.3002	0.0229				0.0377	0.0013					
17	0.5715	292.5168	0.0218				0.6265	0.0008					
18	0.6029	206.8953	0.0203				0.1005	0.0013					
19	0.6186	146.4579	0.0192				0.1633	0.0012					
20	0.6265	103.7876	0.0185				0.6304	0.0007					
21	0.6304	73.7136	0.0179				0.0220	0.0013					
22	0.6343	9.4620	0.0168				0.5401	0.0009					
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
31													

**Fig. 4.73. Resultados de Tasa de Gas, Presión de Yacimiento y Valores de los Índices de Productividades del Líquido y Gas para cada Tasa. Cálculos Realizado por el Simulador PIPESIM con el Análisis Nodal para pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

**Nota:** Para la determinación del daño a la formación por el uso de Emulsión Inversa Reversible para el pozo direccional RG-280 en la arena ME-C (Yacimiento RG-29), se realizó el mismo procedimiento efectuado en el pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) de suministro de datos al simulador correspondiente al yacimiento, la configuración del pozo y de superficie. También se utilizaron las mismas correlaciones de flujo vertical y horizontal cuando se realizó la simulación del daño generado con salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) en la formación.

#### **4.6. Técnicas e Instrumentos para la Recolección de Información**

Las técnicas que se emplearon para la obtención de la data requerida en el desarrollo del proyecto de investigación, fueron el análisis documental y el análisis de contenido. El primero de estos fue empleado para la compilación de información de carácter técnica referida a los aspectos teóricos a desarrollar en el contenido de la investigación basándose en la documentación bibliográfica, mientras que el análisis de contenido se usó para recabar información puntualizada (datos y características) que se localizan dentro del contenido de informes, carpetas y reportes generados, tanto de actividades operacionales, como de bases de datos electrónicas. Entre los instrumentos que se emplearon para recopilar la data, destacan los siguientes:

**CARPETA DE POZOS:** Elemento de los archivos de la unidad de completación donde se encuentra los datos operacionales de los pozos, desde el inicio de su etapa perforación hasta la actualidad.

#### **4.7. Recursos.**

Para hacer posible la realización de este proyecto de investigación, se dispuso de los siguientes recursos:

**Recursos Humanos:** Conformado por el personal especializado y capacitado que laboran en la Empresa PDVSA Gas Anaco, Unidad de Operaciones Yacimientos AMA Este y Producción Gas Anaco.

**Recursos Financieros:** La empresa PDVSA Gas Anaco. y específicamente la Gerencia de Yacimientos estuvo a cargo del financiamiento económico de los gastos generados por la información obtenida, PDVSA Intevep cubrió los gastos por las

formulaciones de las emulsiones y mi persona para la elaboración de la Tesis de Grado.

**Recursos Materiales:** Entre éstos fueron incluidos los equipos de oficina como computadoras, impresoras, fotocopadoras, escáner, además del material bibliográfico, informes técnicos y archivos de la empresa.

**Recursos Tecnológicos:** Personalmente proporcioné mi apoyo tecnológico mediante el suministro de un computador personal provisto con Windows XP y Office 2003, y la empresa PDVSA Gas proporcionó acceso a los DIMS for Windows y el Simulador PIPESIM 2003 para ser instalado en el computador personal.

## **CAPÍTULO V**

### **PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS**

En el siguiente capítulo se dará a conocer los resultados del desarrollo de cada uno de los objetivos específicos establecidos para la culminación del proyecto de trabajo de grado planteado.

#### **5.1. Selección de los Pozos.**

En el área Mayor de Anaco se tomaron los pozos que actualmente se están completando con emulsión inversa reversible formulado con el surfactante La TOFA para la preparación de un fluido de completación, entre ellos se encuentran operativos solo tres (3) pozos; dos ubicados en el Campo Santa Rosa (Pozo RG-239 y RG-280) y uno ubicado en el Campo San Joaquín (Pozo JM-210) que disponen de la información necesaria para el desarrollo del proyecto.

#### **5.2. Establecimiento de una Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas donde se usó las Emulsiones.**

##### **5.2.1. Completación Realizada al Pozo RG-239.**

El pozo RG-239 esta ubicado en el Área Mayor Anaco Este, Campo Santa Rosa (Edo. Anzoátegui) con coordenadas planas N-225.738,32 y E-531.596,99 medidas desde un origen, cuyo lugar es la Ciudad de Barcelona. La perforación de este pozo inició el 24 de Enero de 2003, utilizando el taladro CLIFF-40 hasta una profundidad de

12210 pies, cuya completación realizada fue del tipo Monobore con tubería 5-1/2” especial cromada, dados los altos porcentajes de H<sub>2</sub>S obtenidos en los pozos vecinos, en la arena SJ-A, considerada como uno de los objetivos principales del pozo RG-239 y fue completado el día 24 de Mayo de 2003 utilizando el mismo taladro (Tabla A-1).

#### **5.2.1.1. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena SA-E (Yacimiento RG-195).**

De acuerdo al Informe de Arenas Probadas y Producidas de la Tabla A-6, el pozo RG-239 del campo Santa Rosa perforó la arena SA-E perteneciente al yacimiento RG-195 a una profundidad ubicada entre un tope de 12004’ y una base de 12118’, por lo tanto, pertenece a la formación San Antonio cuya edad geológica es del Cretáceo (80 millones de años) y se caracteriza de acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco por estar conformada por calizas y lutitas negras con areniscas duras y chert. Para la arena SA-E (yacimiento RG-195) se le realizó una completación Monobore con tubería de 5-1/2” (ver Tabla A-9) y se utilizó un Cañón Casing Gun 3-3/8”, Carga HMX (alta penetración) de 6 TPP para cañonear, logrando un espesor de arena neta cañoneada de 54 pies. Esta arena se iba a producir a través del liner de 5-1/2” asentada a 12208’, en esta completación se ubicó un cuello flotador a 12112’ y el retenedor de cemento a 12100’ por debajo de la arena SA-E.

Durante la evaluación de la arena SA-E (yacimiento RG-195) se reportó una presión de 500 psi con el pozo cerrado y en producción se redujo a 50 psi. Para esta arena se consideró una presión muy baja para su explotación y se decide, mediante un cambio de procedimiento a la completación original, aislar temporalmente la arena SA-E con un tapón de hierro ubicando el primero a 12100’ y el segundo en el tope de la arena a 12000’, para luego cañonear la arena SA-A (11166’-226).



### **5.2.1.2. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena SA-A (Yacimiento RG-134).**

La arena SA-A pertenece al yacimiento RG-134 (Tabla A-6) y se encuentra ubicada a una profundidad comprendida entre un tope de 11166` y una base de 11300`. La arena SA-A se localiza por encima de la arena SA-E y tiene un espesor mayor de 134 pies con respecto a esta última nombrada, pero pertenece a la misma formación de San Antonio cuya edad geológica es del Cretáceo (80 millones de años) caracterizada según la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco por estar conformada por calizas y lutitas negras con areniscas duras y chert. Para esta arena se mantuvo la completación Monobore con tubería de 5-1/2" (Tabla 9), donde se bajó un Cañón Casing Gun 3-3/8", Carga HMX (alta penetración) de 6 TPP para cañonear inicialmente para la fecha 31/07/2003 un intervalo comprendido desde el tope de la arena SA-A (11166`) hasta una profundidad de 11226` teniendo un espesor del intervalo cañoneado de 60 pies. Posteriormente, para la fecha de 02/09/2003 se amplía el intervalo de cañoneo utilizando el mismo cañón pero esta vez con 8 TPP hasta la base de la arena (11226`-11300`) teniendo un espesor cañoneado de 74 pies, por lo que se expone completamente el espesor de la arena SA-A (134 pies) a producción a través del liner de 5-1/2" asentada a 12208`.

Durante la evaluación de la arena SA-A presentó una producción de 5,3 y 4,08 MMPCGD con reductor de 1/2" y posteriormente en Septiembre del 2003 se ampliaron las perforaciones de esta arena hacia la base (11226`-300) debido a los resultados obtenidos en la completación original del pozo RG-239, no garantizaban el retorno de la inversión acometida para perforar el mismo, sin embargo, presentó posteriormente una caída significativa de su producción, presión de cabezal y un incremento del corte de agua, esto hace suponer que el yacimiento RG-134 posee un acuífero asociado que afectó la producción de esta arena. De acuerdo a su análisis

nodal este pozo solo podría mejorar su potencial mediante la realización de Estimulación por Fracturamiento Hidráulico, la cual no era conveniente por no resultar rentable para ese momento. Por lo anterior se decide en suplemento a la completación original abandonar la arena SA-A con tapón de hierro a 11120' y completar la arena SJ-A.

### **5.2.1.3. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

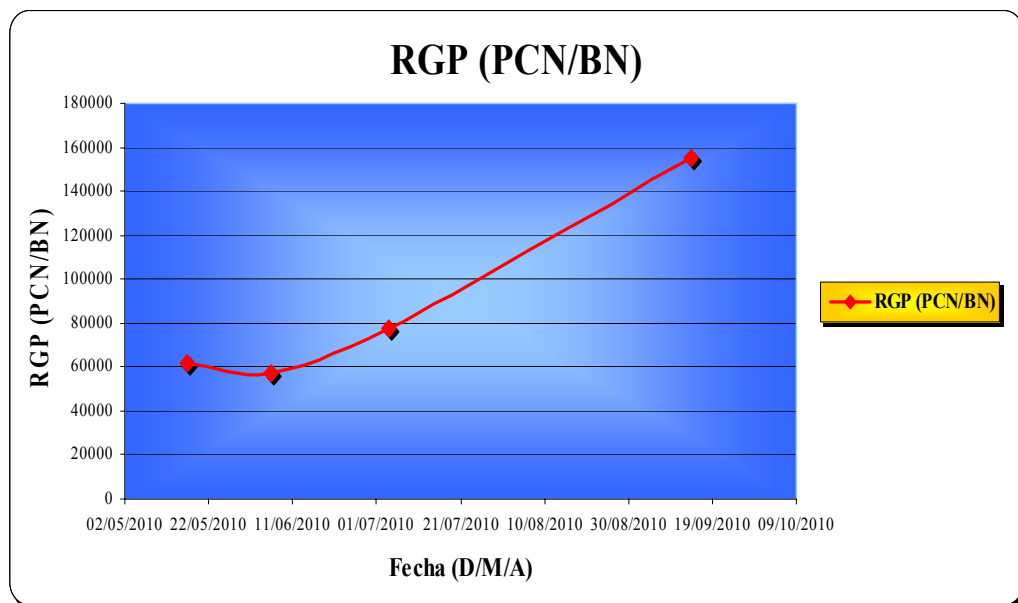
La arena SJ-A pertenece al mismo yacimiento RG-134 de la arena abandonada SA-A (Tabla A-6), pero posee un espesor inferior de 114 pies con respecto a la última nombrada, esta se encuentra a una profundidad comprendida entre tope de 10338' y una base de 10452'. La arena SJ-A de acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco pertenece a la formación de San Juan cuya edad geológica es del Cretáceo (80 millones de años) caracterizada por presentar areniscas duras grises de grano fino a medio.

El pozo RG-239 mantuvo la misma completación sencillo flujo natural Monobore con tubería de producción de 5-1/2" (Tabla 9) que las otras arenas interceptadas por este pozo y se utilizó un Cañón Casing Gun 3-3/8", Carga HMX (alta penetración) de 6 TPP para cañonear, logrando un espesor de arena neta cañoneada de 82 pies. La arena SJ-A se produciría a través del liner de 5-1/2" asentada a 12208'. Para esta arena se le realizaron dos (2) chequeos mecánicos, el primero fue el 20/10/2008 donde se bajo un cortador 2-23/32" hasta los 11120', no se detectó nivel de fluido y la Pacum= 300 psi. Pcsc= 0 psi. El segundo chequeo fue 27/01/2010 y se ejecutó un registro estático de presión y temperatura, con los siguientes resultados WHP= 730 lpc, WHT= 111 °F, BHP= 921 lpc, BHT= 289 °F @ 10300'.

### 5.2.2. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).

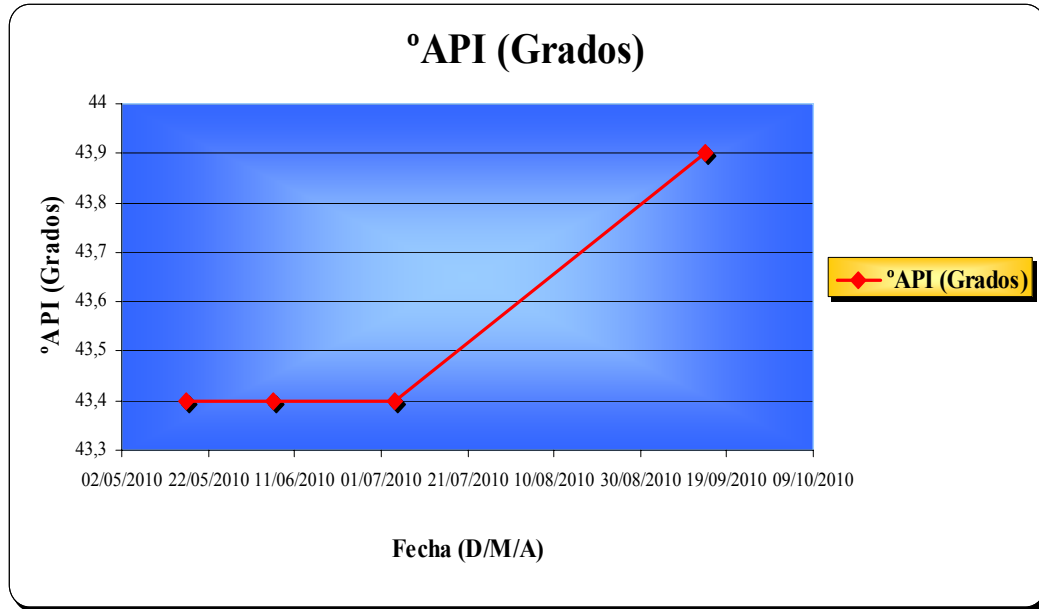
Basándose en las pruebas realizadas en la arena SJA por el pozo RG-239 para caracterizar el yacimiento (Tabla A-11) se graficó el comportamiento de RGP y °API.

➤ RGP en LA Arena SJ-A/RG-134.



**Gráfico 5.1. RGP en la Arena SJ-A/RG-134.**

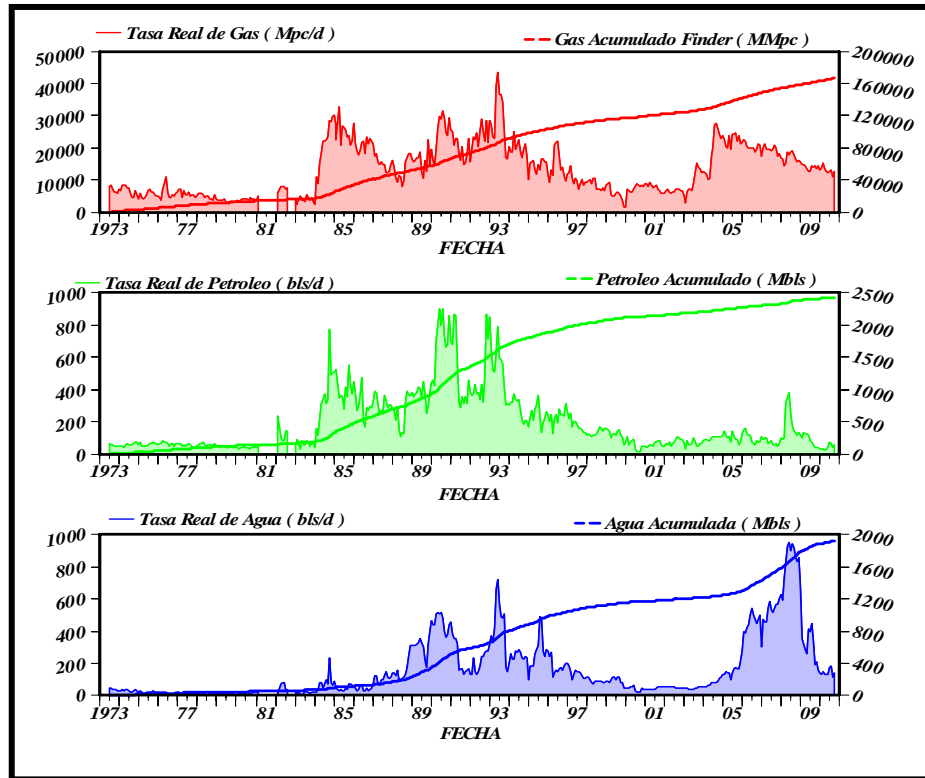
➤ °API del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/RG-134.



**Gráfico 5.2. °API del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/RG-134.**

La arena SJ-A perteneciente al yacimiento RG-134 posee una gravedad API de 43,9 (Tabla A-11) y se clasifica el hidrocarburo del tipo condensado, debido a que se encuentra en el rango de 40-60° que establece McCain para la Clasificación de Yacimientos, ésto se puede corroborar observando el comportamiento creciente del RGP por encima de los 3200 PCN/BN con respecto al tiempo, como también en la grafica de °API; en la fecha 17/05/2010 mantiene un comportamiento constante de 43.9 hasta el 04/07/2010 y luego aumenta a 43.9° para el 14/09/2010 típico comportamiento de un yacimiento de gas condensado.

➤ Histórico de Producción de la Arena SJA (Yacimiento RG-134) en el Pozo RG-239.



**Gráfico 5.3. Comportamiento Productivo de la Arena SJA (Yacimiento RG-134) en el Pozo RG-239.**

La arena SJ-A (Yacimiento RG-134) inició su vida productiva el 1973, de acuerdo a la producción obtenida hasta 1984 mantiene un sentido constante de la tasa de gas (menos de 10000 MPCND) y de la producción de petróleo (menos de 200 BND), lo que indica que el yacimiento de gas condensado se encontraba por debajo de su punto de rocío llegando a la condensación retrograda, en donde las fracciones pesadas e intermedias se depositan como líquidos en los canales porosos mas pequeños de la

roca; los hidrocarburos ahí depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente alcanza la saturación crítica del líquido, por lo tanto, se aumenta la producción de gas y disminuye la de líquido y ocasiona el aumento de la gravedad API. A partir del año 1983 incrementa la tasa de producción de gas por encima de los 20000 MPCND, la tasa de petróleo con valores superiores de los 400 BND y se inicia la producción de agua, por lo tanto se estima que para este año se alcanzó la condensación retrograda máxima y ocurre la revaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión disminuyendo el RGC y un incremento de la gravedad específica del gas condensado producido.

En el pozo RG-239, La arena SJ-A quedó fluyendo con tasas promedio de 3,0 MMPND de gas hasta los primeros meses del año 2007, aunque la tasa de gas total producida por todos los pozos que explotan esta arena para esta fecha estaban cercanos a los 20000 MPCND, se nota en el histórico el descenso de la producción de gas y petróleo. Para el pozo RG-239 la producción comenzó a declinar bruscamente ubicándose en 0,196 MMPCND de gas y 7 BNP de crudo para Octubre de 2009, cuando se reportó muerto, lográndose incorporar mediante trabajos de desalojo de líquido. Luego de esa declinación, el pozo se ha venido igualizando en muchas oportunidades. Esta producción se ve afectada por la configuración Monobore del pozo y la presión de la arena, en el orden de 921 lpc, que no permite generar las velocidades de flujo vertical suficiente para arrastrar él líquido producido, encontrándose esta muy por debajo de las velocidades y tasas críticas mínimas necesarias para levantar él líquido producido. De igual manera, de acuerdo a la revisión de la columna estratigráfica del pozo, esta cuenta con otras arenas capaces de producir, por lo que hubo una propuesta para perforar y completar la arena MER-JM, completando el pozo sencillo selectivo con tubería de producción de 2-7/8" en las arenas MER-JM y SJ-A.

➤ Reservas de Hidrocarburos en la Arena SJ-A/RG-134.

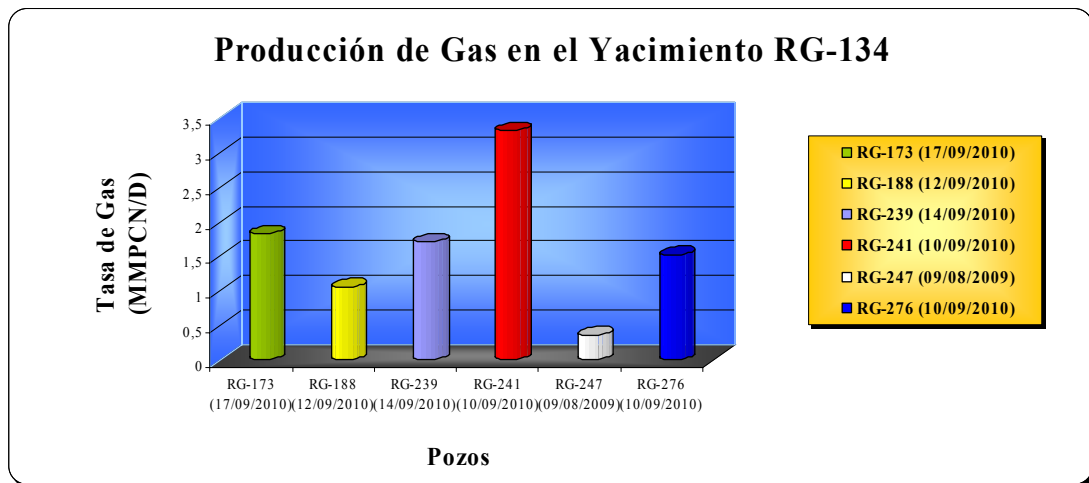
De acuerdo a las reservas de hidrocarburos contenidos en la arena SJ-A el yacimiento RG-134 (Tabla A-17) se encuentra delimitado por el Norte, Este y Oeste por un Contacto Agua Condensado a 10450' y al Sur por el Corrimiento de Anaco. Este yacimiento cuenta con unas reservas remanentes en el orden de 20654 MMPCN y 242 MBN de gas y petróleo respectivamente, de acuerdo al libro de reservas de Diciembre de 2009 y el sumario de producción de Septiembre de 2010. Sin embargo, el pozo RG-239 se tiene estimadas unas reservas remanentes de 5,346 MBNP de crudo y 2270 de gas.

De acuerdo a la Tabla A-17, el yacimiento RG-134 se pueden extraer 2663 MBNP de crudo y 186780 MMPC de gas, es por ello que se debe mantener en producción el pozo RG-239 de manera de extraer parte de ese volumen de hidrocarburos, las cuales se estiman sus reservas recuperables por este pozo la cantidad de 5,346 MBNP de crudo y 2270 MMPC de gas.

En este yacimiento se han completado un total de 19 pozos durante su vida productiva, 11 de ellos se encuentran completados actualmente y sólo 5 de ellos están activos.

➤ Producción de Gas Condensado por los Pozos en el Yacimiento RG-134.

Basándose en la pruebas de producción (Tabla A-12) se procedió a graficar para comparar el comportamiento productivo del pozo RG-239 con los pozos vecinos.



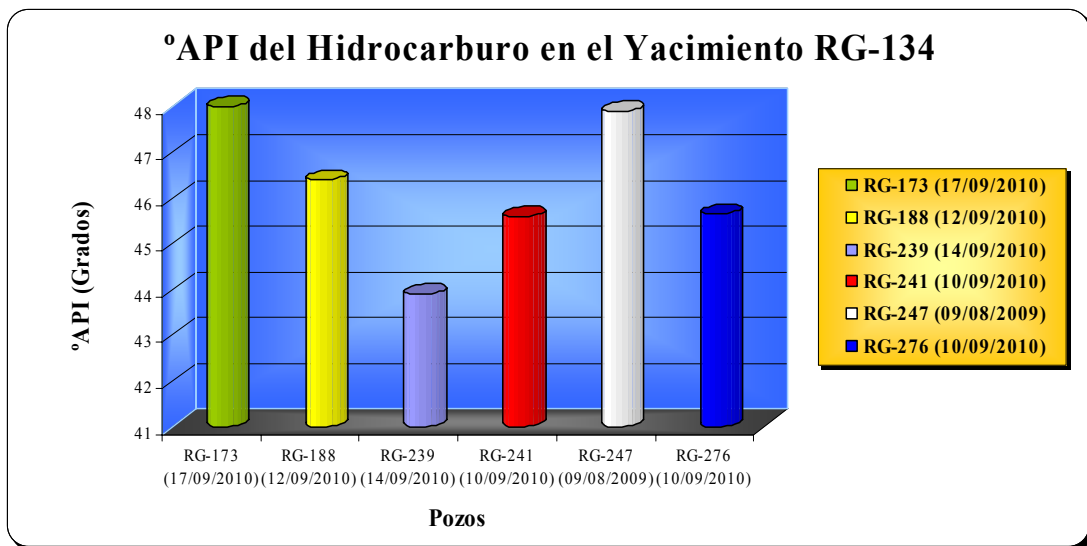
**Gráfico 5.4. Producción de Gas en el Yacimiento RG-134.**

Como puede observarse, los pozos activos RG-241 y RG-173 en este yacimiento ubicados buzamiento abajo del pozo RG-239, presentan tasas de producción muy por encima de la reportada por el pozo RG-239, lo cual se debe a que este último nombrado posee una completación Monobore con tubería de producción de 5-1/2", a diferencia de los otros que se encuentran completados con tuberías de menor diámetro de 3-1/2" y 2-7/8". Al realizar el análisis de la tasa de producción de gas del pozo RG-239 (1,710 MMPCGD) se observa que este se encuentra muy por debajo de la tasa crítica de Turner de 4,72 MMPCGD requerida para poder levantar la columna de líquidos (Tabla A-14), ya que las velocidades superficiales del gas son inferiores a la velocidad crítica necesaria para levantar él liquido que se encuentra en la tubería. Sin embargo, este pozo se considera en buenas condiciones para producir



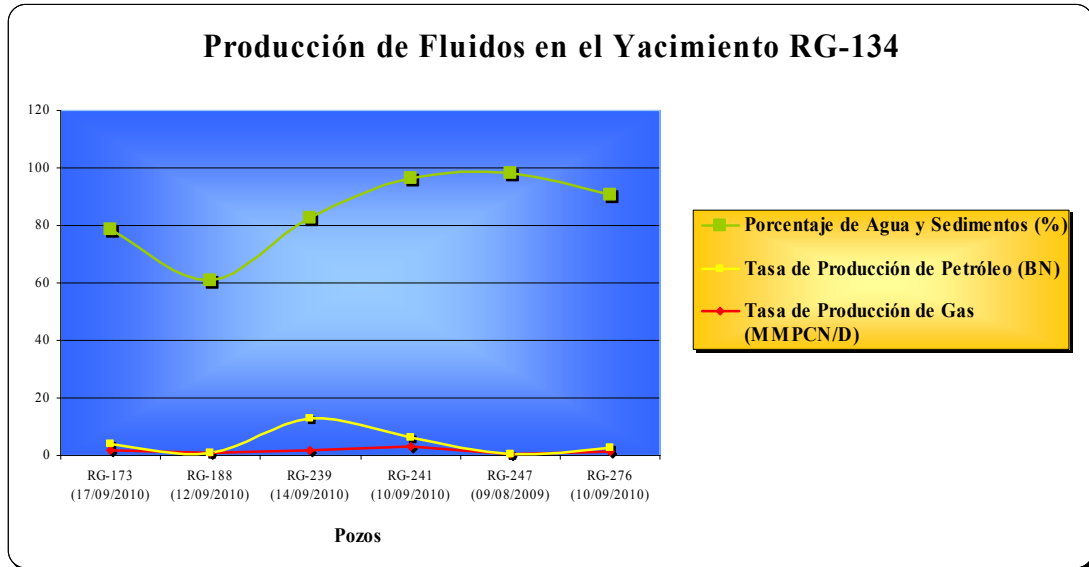
porque a pesar de su completación tiene una producción de gas condensado mayor a los pozos RG-188, RG-247 y RG-276, cuya causa puede ser debido a la variación de la energía del yacimiento RG-134.

➤ °API del Hidrocarburo en el Yacimiento RG-134.



**Gráfico 5.5. °API del Hidrocarburo en el Yacimiento RG-134.**

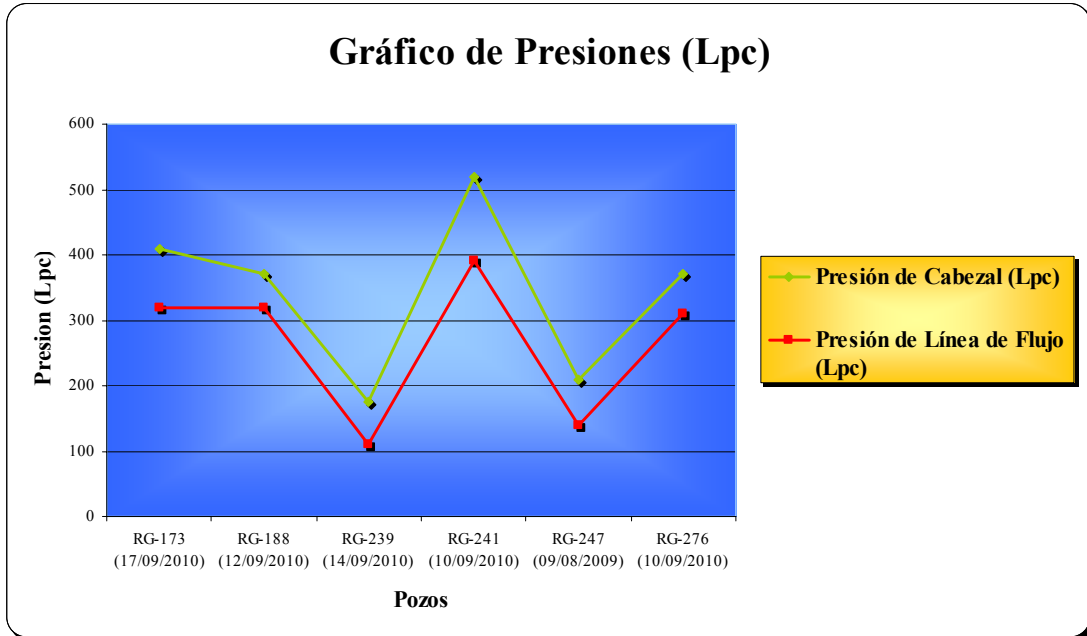
➤ Producción de Fluidos en el Yacimiento RG-134.



**Gráfico 5.6. Producción de Fluidos en el Yacimiento RG-134.**

Los grados API del hidrocarburo contenidos en el Yacimiento RG-134 precisamente en las cercanías del pozo RG-239 es baja comparada con los pozos vecinos (Tabla A-12), esto puede deberse a que en este pozo están produciendo las fracciones pesadas e intermedias del hidrocarburo, debido a que la tasa de producción de petróleo es mucho mayor en este pozo y va a existir mayor cantidad de líquido con respecto al gas en la mezcla, por ende disminuyen los grados API. En la gráfica también muestra que la mayor parte de los pozos producen con alto contenido de agua y sedimentos (%AyS), producto del acuífero asociado y podría ocasionar problemas en la producción especialmente en el pozo en estudio (RG-239) como disminución de su producción, taponamiento de los equipos, corrosión, etc.

➤ Presiones por Pozo en el Yacimiento RG-134.



**Gráfico 5.7. Presiones en los Pozos que Producen Fluidos del Yacimiento RG-134.**

De acuerdo a las presiones obtenidas en superficie se observa que el pozo RG-239 posee una baja presión de cabezal y en la línea de producción con respecto a los pozos vecinos (Tabla A-12), la cual, es originada por emplear una tubería de gran diámetro (completación Monobore con tubería de producción de 5-1/2") para una baja producción de fluidos, esto genera bajas presiones en el sistema de producción a diferencia a las obtenidas en los otros pozos vecinos que se encuentran completados con tuberías de diámetros inferiores (3-1/2" y 2-7/8") causando la disminución en la producción de gas condensado.

➤ Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena SJ-A /RG-134.

**Tabla 5.1. Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena SJ-A/RG-134.**

<b>Espesor (Pies)</b>	<b>Porosidad Promedio (%)</b>	<b>Permeabilidad Promedio (mD)</b>
230	8	15

**Nota:** Información suministrada por PDVSA Gas.

De acuerdo a las propiedades petrofísicas de la arena SJ-A, el pozo RG-239 ubicado a una profundidad de 9246' a 1200' buzamiento arriba del contacto agua petróleo, presenta aproximadamente 114 pies de espesor con una porosidad de 8%, lo que indica que la arena SJ-A posee un gran espesor pero con porosidad pobre de acuerdo al rango de clasificación de porosidades que establece Gregorio Bruzual, es decir, este yacimiento posee poca capacidad para almacenar fluidos.

En el yacimiento la permeabilidad al petróleo es de 15mD, este es una permeabilidad moderada de acuerdo al rango de clasificación de permeabilidades (10-50 mD), lo cual permite una buena movilidad al fluido por los canales porosos y permeables, permitiendo la producción de dicho fluido hacia el pozo que posteriormente se desplaza hacia la superficie.

- Chequeo Mecánico realizado el 27/01/2010 Mediante un Registro de Presión y Temperatura al Pozo RG-239 (Arena SJ-A/RG-134).

**Tabla 5.2. Chequeo Mecánico Realizado el 27/01/2010 Mediante un Registro de Presión y Temperatura al Pozo RG-239 (Arena SJA/RG-134).**

Prof. (Pies)	WHP (Lpc)	WHT (°F)	BHP(Lpc)	BHT (°F)
10300	730	111	921	289

**Nota:** Información suministrada por PDVSA Gas.

La arena SJ-A posee una presión de formación de 921 Lpc para la fecha de 27/01/2010 a una temperatura de 289 °F a 10300', por lo que clasifica el yacimiento de baja presión de formación, sin embargo, la presión obtenida es mayor a la presión que posee el acuífero de 730 Lpc, por lo que se presenta como una oportunidad para continuar la producción de hidrocarburos debido a que cuenta con un nivel de energía moderada. Este motivo hace proponer a la arena SJ-A para el re-acondicionamiento a realizar en el año 2011 de acuerdo al Informe General de Alerta de la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Gas Anaco (Apéndice A-3), donde se establece que el pozo será completado como productor de hidrocarburo, sencillo selectivo, con una tubería de producción de menor diámetro de 2-7/8" con respecto a la completación Monobore original que tenía el pozo, pero en este caso se pretende estimular la arena SJ-A con una barra propelente 2-1/8" de 6 TPP para incrementar la producción de petróleo a causa de la baja porosidad y moderada permeabilidad que presentaba.

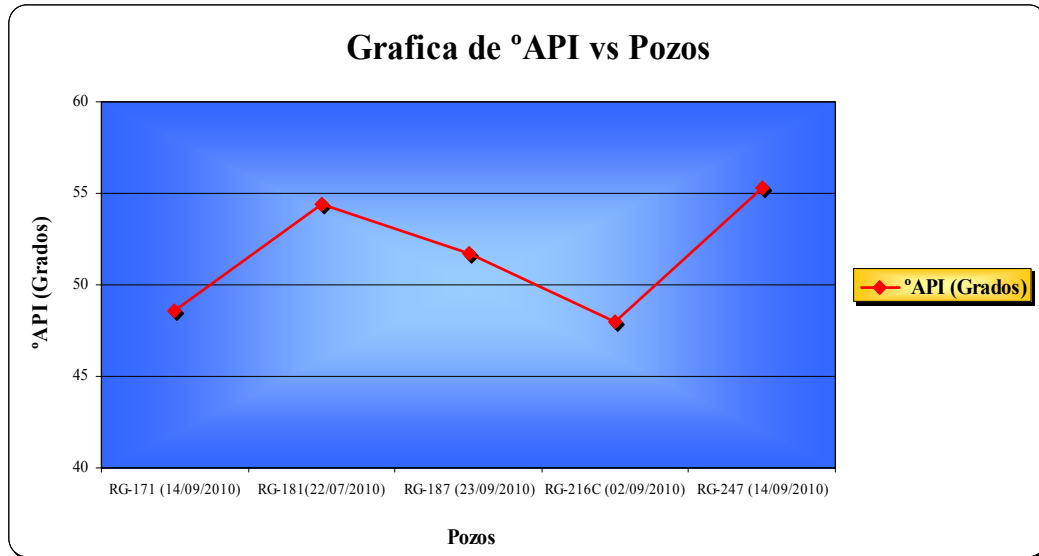
### **5.2.3. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de la Arena MER-JM (Yacimiento RG-9).**

La arena MER-JM pertenece al yacimiento RG-9 y la intercepta el pozo RG-239 aproximadamente a una profundidad comprendida entre un tope de 9048' y una base de 9416', pero comprende un espesor de 238 pies de arena neta petrolífera, debido a la unión aprobada en Septiembre 2010 de los lentes ME-J1U, ME-J1L, ME-J2, MEK, ME-L, ME-M1 y MEM2 (MEJKLM/RG-9), la cual paso a llamarse MER-JM/RG-9. Esta arena de acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco pertenece a la formación de Merecure cuya edad geológica es del Oligoceno (12 millones de años) y se caracteriza por presentar Areniscas masivas y lutitas.

De acuerdo a la propuesta de re-acondicionamiento pautada por parte de la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Gas Anaco para el año 2011 (Apéndice A-3), se completará el pozo como productor de hidrocarburos, sencillo selectivo, con tubería de producción de 2-7/8" en las arenas la arena MER-JM (Yacimiento RG-9) y arena SJ-A (Yacimiento RG-134), donde se bajará un cañón Casing Gun 4 5/8" Carga Alta Penetración para cañonear la arena MER-JM en un primer intervalo comprendido desde 9048' hasta 9068' que logrará 20 pies de espesor cañoneado, posteriormente se realizará en un segundo intervalo entre 9078' y 9103' para extender 25 pies de espesor adicional de la arena, y así tener una arena neta cañoneada de 45 pies que producirá hidrocarburos de la arena MER-JM (Yacimiento RG-9).

Debido al motivo explicado anteriormente se analizó diferentes pruebas de producción realizada en los pozos vecinos al pozo RG-239, pero tomando como premisa que interceptara y produjera hidrocarburos en la misma arena MER-JM (Yacimiento RG-9) para poder predecir una caracterización de este reservorio en el pozo RG-239 (Tabla A-13).

➤ °API del Hidrocarburo en el Yacimiento RG-9.

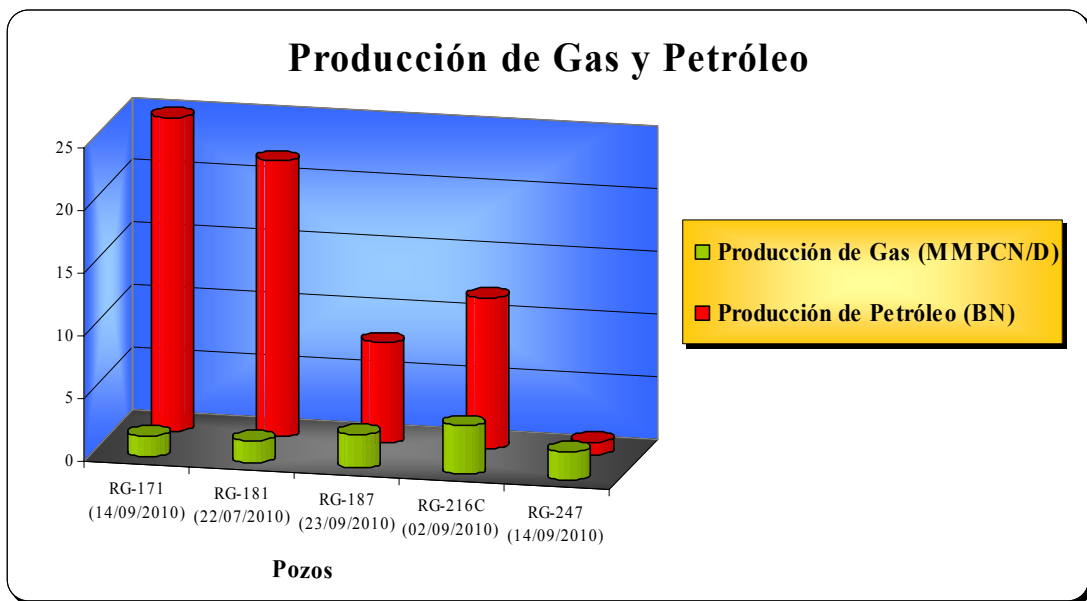


**Gráfico 5.8. °API del Hidrocarburo en el Yacimiento RG-9.**

De acuerdo a la gravedad API de los pozos cercanos al pozo RG-239 se encuentran en el rango de 40-60° (Tabla A-13) que establece McCain para la Clasificación de Yacimientos, por lo tanto, el yacimiento MER-JM es un reservorio de gas condensado. Los grados API del reservorio establecen que las fracciones de hidrocarburos más livianas se encuentran cerca de los pozos RG-247 y RG-181 y fracciones intermedias y más pesadas están cerca de los pozos RG-216C. Este yacimiento de gas condensado de gran extensión, esta delimitado al Norte, Este y Oeste por un Contacto Agua Petróleo Original estimado @ -9800 pies y un sello estratigráfico, y al Sur por el Corrimiento de Anaco y un Contacto Agua Petróleo Original estimado @ -9800.

➤ Producción de Gas y Petróleo en el Yacimiento RG-9.

Con la utilización de la prueba de producción de la Tabla A-13, se estudió el comportamiento los pozos vecinos, mediante la producción de gas y crudo para así verificar la variación de producción en la arena MER-JM.



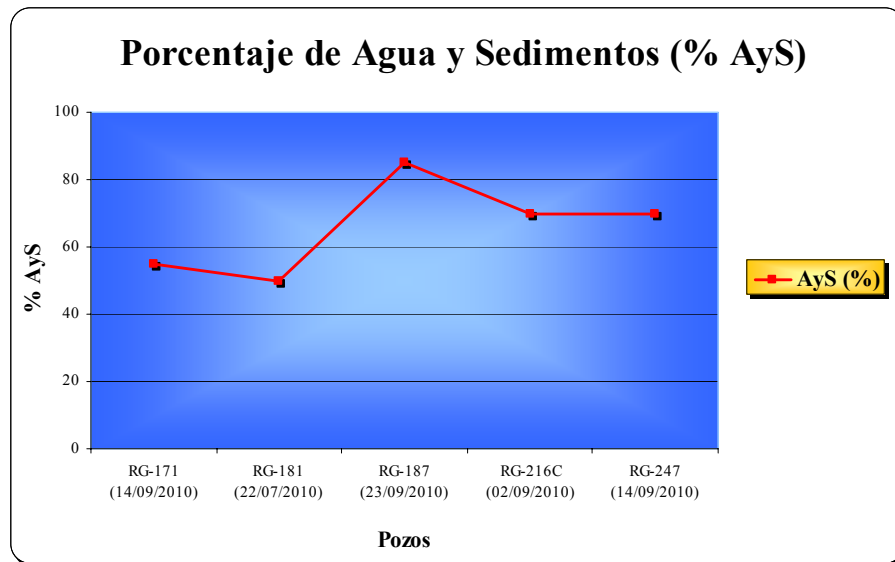
**Gráfico 5.9. Producción de Gas y Petróleo en el Yacimiento RG-9.**

De acuerdo a los resultados, se corrobora la variación composicional de los hidrocarburos en el yacimiento, las fracciones más livianas se encuentran cerca de los pozos RG-216C, RG-187 y RG-247 y se demuestra por su alta producción de gas condensado y su baja producción de crudo. Por otro lado, la arena de los pozos RG-171 y RG-181 posee altas fracciones intermedias y pesadas, debido a su alta producción de crudo y su baja producción de gas condensado con respecto a los pozos vecinos. Esta distribución de la composición del hidrocarburo, puede deberse a que el yacimiento se encuentra en la zona retrograda donde las fracciones pesadas se



van quedando en los espacios porosos y se produce mayormente el gas, perdiéndose así la riqueza del gas condensado del yacimiento (líquido).

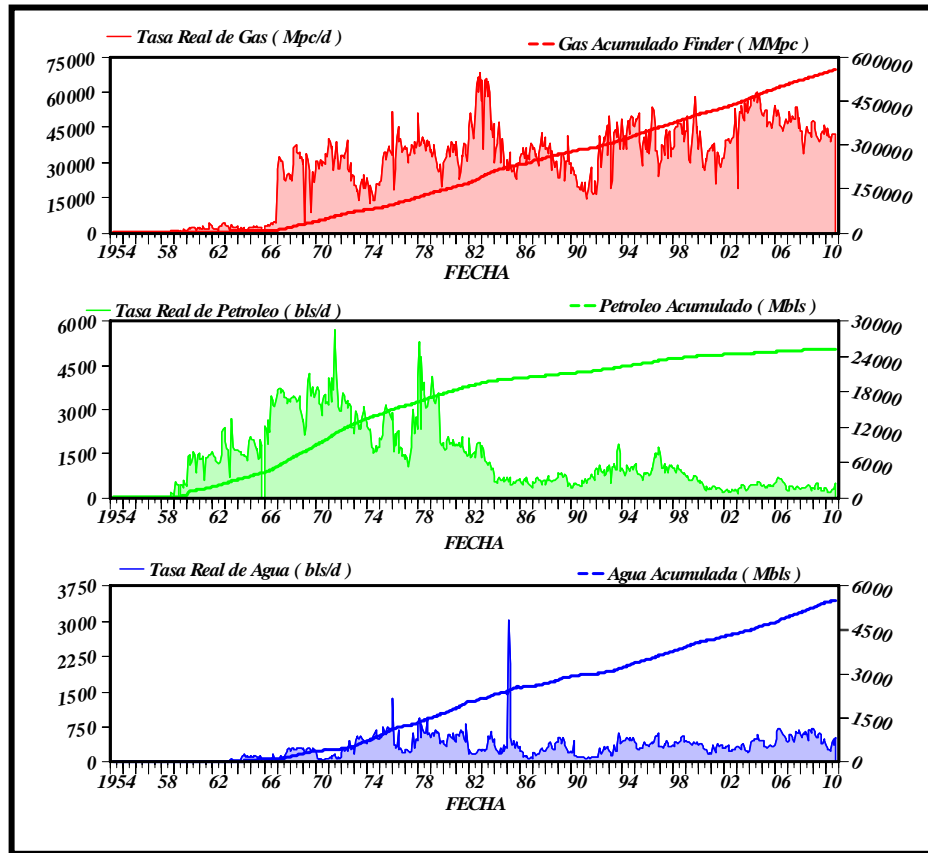
➤ Grafica del Porcentaje de Agua y Sedimentos por Pozo en el Yacimiento RG-9.



**Gráfico 5.10. Porcentaje de Agua y Sedimentos por Pozo en el Yacimiento RG-9.**

La grafica con los datos obtenidos de la Tabla A-13 demuestra que en los pozos RG-187, RG-216C y RG-247 producen alto contenido de AyS comparado con el resto de los pozos, el elevado índice puede ocasionar problemas operacionales en la producción de hidrocarburos como consecuencia de la adherencia de los sólidos a los equipos causando taponamiento, corrosión y disminución de las tasas obtenidas en superficie por reducción del diámetro de las tuberías, etc. Con respecto a los pozos RG-171 y RG-181 posee valores mas bajos de agua y sedimentos, facilitando así los trabajos de producción del yacimiento.

➤ Histórico de Producción de la arena MER-JM (Yacimiento RG-9).



**Gráfico 5.11. Comportamiento Productivo en la Arena MER-JM (Yacimiento RG-9).**

De acuerdo al comportamiento productivo la arena MER-JM del yacimiento RG-9, este inicia sus actividades en 1954, pero no produce sino hasta el año 1958, donde las tasas de petróleo tienen un sentido creciente que llegan a ser superiores de 3000 BND a partir del año 1966, para la explicación de este comportamiento de producción se puede observar entre la fecha de 1958 y 1966 donde el primer mecanismo de producción de la arena MER-JM es la Expansión de Capa de Gas, a medida que la presión disminuye, el gas disuelto en el petróleo se liberará formando parte de la capa

de gas y contribuyendo con su expansión en el yacimiento RG-9, donde existe un cierre estructural ejercido al norte, este y oeste por un acuífero y al sur por el corrimiento de Anaco, entonces la expansión de la capa de gas actuará como un pistón empujando el petróleo para salir a través de los pozos productores. Sin embargo, Este mecanismo de producción tiene como principal problema el hecho de que al disminuir excesivamente la presión por efecto de la extracción del petróleo, un volumen considerable del petróleo original (20% - 40%), quedará adherido a los granos de la roca y se perderá su posibilidad de extracción. Por otro lado, al expandirse la capa de gas, dicho frente avanzará hacia los intervalos productores de los pozos, moviéndose preferiblemente con relación al petróleo y causando problemas conocidos como digitación y conificación. Para el año 1966, se observa un incremento de la producción de la tasa de gas cercano a los 30000 MPCND y la tasa de agua superior a 200 BND, mientras que la de petróleo sigue en ascenso, por lo tanto entre el año 1966 y 1982 actúa el mecanismo de producción por gas en solución y el empuje hidráulico. A partir del año de 1982 hasta el 2010, la arena MER-JM ha venido presentando una declinación constante de la producción de petróleo, pero un incremento constante de la tasa de gas con valores superiores de los 30000 MPCND.

Con la completación propuesta para el pozo RG-239, se espera el aumento de producción de la arena MER-JM, el cual está muy cercano al pozo RG-216 y según la prueba de producción (Tabla A-13) es el pozo de mayor producción de gas, entonces se espera aumentar los volúmenes recuperados de este hidrocarburo.

➤ Reservas Asociadas (Estimadas en Septiembre 2010) en la Arena MER-JM/RG-9.

De acuerdo a las reservas asociadas estimadas en Septiembre 2010 (Tabla A-17), como se explicó anteriormente, esta arena forma parte de la fusión recientemente aprobada de los lentes ME-J1U, ME-J1L, ME-J2, MEK, ME-L, ME-M1 y MEM2 (MEJKLM/RG-9), la cual pasó a llamarse MER-JM/RG-9, cuenta con reservas

recuperables de 699531 MMPC y 46555 MBN de gas y liquido respectivamente y, de acuerdo al sumario de producción de Septiembre de 2010, presenta 143383 MMPCG y 21197 MBN de reservas remanentes. En el yacimiento RG-9 se pueden extraer 46555 MBND de crudo y 699531 MMPCND, que representa un gran volumen de hidrocarburos y por pozo se estiman recuperar 15,98 MBPD de crudo y 2260 MMPC de gas, es por ello que la arena MER-JM representa una gran importancia para ser completada por su gran valor comercial. Este yacimiento fue aprobado mediante oficio N° DGEPH/0893 de fecha 10/12/2009.

- Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena MER-JM/RG-9, Presión y Temperatura de Formación.

**Tabla 5.3. Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena MER-JM/RG-9.**

Espesor (Pies)	Porosidad Promedio (%)	Permeabilidad Promedio (mD)
238	14	45

**Nota:** Información suministrada por PDVSA Gas.

**Tabla 5.4. Chequeo Mecánico Realizado en Abril 2008 Mediante un Registro de Presión y Temperatura en la Arena MER-JM/RG-9.**

Prof. (Pies)	BHP(Lpc)	BHT (°F)
8197	984	269

**Nota:** Información suministrada por PDVSA Gas.

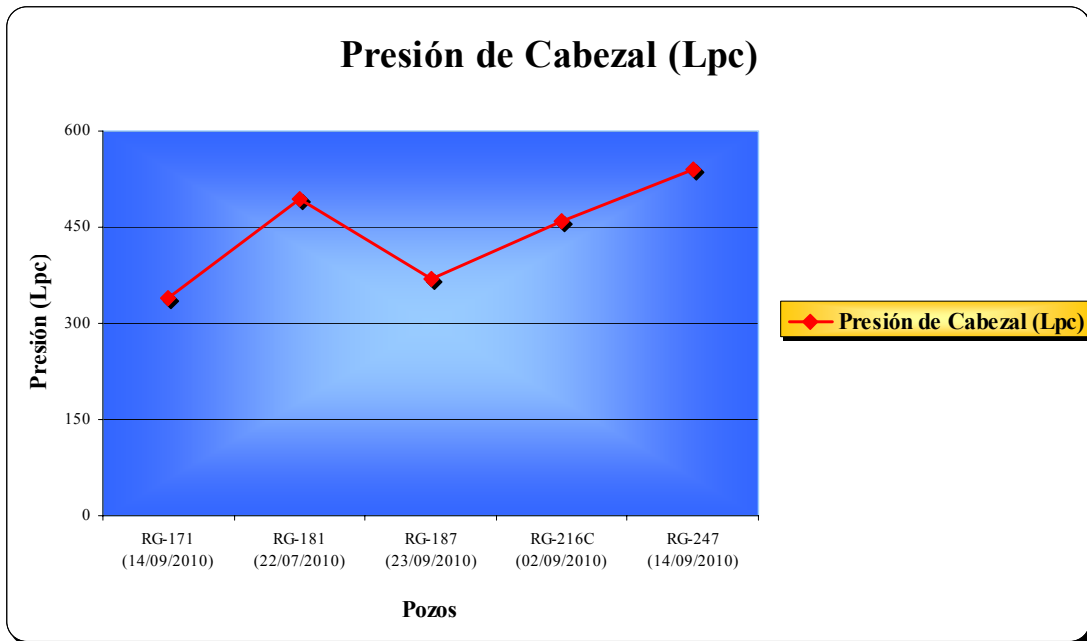
El pozo RG 239 se encuentra ubicado hacia el tope de la estructura en la zona de gas condensado, y el pozo más cercano a este, RG-216, se encuentra activo en esta arena

con una última prueba de 2,7 MMPCGD. El pozo RG-239 cuenta con 238 pies de arena neta petrolífera y se ubica a una profundidad de 8197 pies, por lo que es una arena de gran espesor.

En su evaluación petrofísica muestra una porosidad promedio de 14%, que de acuerdo al rango de clasificación (10-20%) es considerada buena, por lo tanto, esta arena tiene gran capacidad de almacenamiento de fluidos y presenta grandes potencialidades. En esta evaluación se determinó la permeabilidad promedio de 45 mD y es considerada moderada, entonces se estima que existe un gran volumen de hidrocarburos y que este tendrá buena movilidad a través de los canales porosos y permeables de la arena MER-JM.

➤ Presión de Cabezal por Pozo en el Yacimiento RG-9

Con la prueba de producción (Tabla A-13) se realizó una grafica de la presión de cabezal por pozo para relacionarla con la presión de formación estimada con la prueba estática de presión y temperatura (Tabla 23).



**Gráfico 5.12. Presión de Cabezal por Pozo que Producen Fluidos del Yacimiento RG-9.**

De acuerdo a un BHP-BHT realizado al pozo RG-216C en Abril de 2008 esta arena presenta un nivel de presión de 984 Lpc. Según la prueba de producción de los pozos vecinos del pozos RG-239 productores de la arena MER-JM existe mayor caída de presión en los pozos RG-181, RG-216C y RG-247 por su baja presión de cabezal, esto puede ser debido a que el primer pozo la arena posee la mayor gravedad API, altas tasas de crudo y un elevado porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), por lo que se necesitara mayor presión para producir dichos fluidos. En los otros dos pozos se utilizaron reductores de ½” que son de mayor caudal, pero fueron los pozos con las mayores producciones de gas condensado, por ende va a existir mayor caída de presión en estos pozos. Para los pozo RG-171 y RG-187 tuvieron menores caídas de presiones porque el primer pozo se utilizó un reductor pequeño de 3/8”, y produjo bajas tasas de gas condensado pero alta tasas de crudo, sin embargo no se requirió el

aumento de la presión para su producción y el ultimo pozo se utilizó un reductor grande de ½” pero producía tasas moderadas de gas condensado y crudo.

#### **5.2.4. Completación Realizada al Pozo RG-280.**

El pozo RG-280 esta ubicado en el Área Mayor de Anaco Este, Campo Santa Rosa (Edo. Anzoátegui) con coordenadas planas N-225.651,68 y E-530.843,32 medidas desde un origen, cuyo lugar es la Ciudad de Barcelona. La perforación de este pozo inicio el 06 de Marzo de 2008, utilizando el taladro GW-31 hasta una profundidad de 10507 pies, cuya completación realizada fue del tipo Doble Sarta en las arenas ME-C, ME-O y ME-RL el día 19 de Diciembre de 2008 con el taladro GW-31 (Tabla B-1).

##### **5.2.4.1. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena ME-RL (Yacimiento RG-11).**

El pozo RG-280 perforó la arena ME-RL perteneciente al yacimiento RG-11, esta se encuentra entre una profundidad en comprendida entre un tope de 10212’ y una base de 10220’ como se indica en el Informe de Arenas Probadas y Producidas (Tabla B-6), la cual, la clasifica como la arena de mayor profundidad en el pozo cuyo espesor es de 8 pies. De acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco, la arena ME-RL pertenece a la formación Merecure cuya edad geológica es del Oligoceno (12 millones de años) y se caracteriza por presentar areniscas masivas y lutitas.

El pozo RG-280 se le realizó una completación con Doble Sarta Selectivo (Tabla B-9), donde la arena ME-RL se perforó con cañones bajados a través de la

tubería de producción, para ello se utilizó un Through Tubing 2-1/8" de 12 TPP cañoneando todo el intervalo de la arena de 8 pies de espesor. Ésta arena se iba a producir a través de la sarta larga (TUBO 2-7/8" HYD 533 6,4 LPP N-80) el cual tiene un niple de asiento XN 2-7/8" HYD 533 a 10112' que controlará la tasa de producción de dicha arena, en la configuración de la completación la sarta está sujeta con una empacadura hidráulica de 7" X 35# MOD "HIDRO6" con capacidad de soportar presiones hasta 2500 psi ubicada a 10076'. La formación estaba protegida por el Liner de producción de 7" asentado a 10505' y su vez sostenida a 8753' por un colgador de 9-5/8" x 7" y por último colocándose al final un cuello flotador a 10457', de manera que existía un buen sello hidráulico para la arena ME-RL con la completación realizada.

La arena ME-RL de acuerdo al registro de presión que se le realizó a hoyo abierto para la fecha de 07/05/2008, la presión medida se encontraba en el orden de 2775 lpc, este valor permitiría la producción de hidrocarburos mediante flujo natural. La arena fue cañoneada y completada originalmente en Diciembre de 2008 con una sarta dual y llegó a producir luego de su completación 7,2 MMPCN/D de gas con reductor de 1/2" (Pcab.= 1000 lpc) y 10,7 MMPCN/D con reductor de 3/4" (Pcab.= 660 lpc), pruebas realizadas el 26 y 27 de Abril de 2009, respectivamente la arena fue declinando su presión de cabezal paulatinamente y luego de diez (10) días de producción el 08/04/2009, fue probado nuevamente con reductor de 1/2" obteniendo 3,5 MMPCND de gas y Pcab.= 800 lpc, sin incremento significativo de la producción de liquido. Seguidamente fue probado para la fecha de 27/04/2009 obteniéndose una tasa de gas (Qg) de 2,2 MMPCN/D, Tasa de Petróleo (Qo) de 25 BN/D, porcentaje de agua y sedimentos (% AyS) de 70 y una presión de cabezal de 550 lpc, posteriormente se le realizó otra prueba de producción para el 11/05/2009 con los siguientes resultados: Qg = 1,9 MMPCN/D, Qo = 12 BN/D, % A y S = 65%, Pcab. = 490 lpc. A partir de la última fecha el pozo se igualizaba a la estación y fue encontrado muerto. Se realizó registro BHP-BHT el 13/11/2009 obteniendo 409 lpc



en fondo. Se determinó que la zona donde está completado el pozo, está compartimentalizada del resto del yacimiento al declinar su presión desde 2775 lpc a 409 lpc en pocos meses de producción. Es por ello que se decide abandonar esta arena y cañonear la arena ME-O.

#### **5.2.4.2. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena ME-O (Yacimiento RG-9).**

La arena ME-O pertenece al yacimiento RG-9 está ubicada a una profundidad comprendida entre un tope de 9994' y una base de 10010' (Tabla B-6) y posee un espesor de 18 pies, la cual se localiza por encima de la arena ME-RL con un espesor mayor a esta última, de acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco pertenece a la misma formación Merecure cuya edad geológica es del Oligoceno (12 millones de años), por lo que presentan características similares.

Para esta arena se mantuvo la completación con Doble Sarta Selectivo (Tabla B-9), para su producción se bajó un cañón TCP 4-1/2" de 12 TPP (Alta Penetración) con registros de gamma Ray/CCL para correlacionar y perforar. El intervalo cañoneado de la arena fue de 18 pies por lo que se expuso toda la arena a producción. La arena ME-O de acuerdo a la completación del pozo RG-280 se iba a producir a través una camisa de producción ubicada a una profundidad de 9949' que posee la sarta larga (TUBO 2-7/8" HYD 533 6,4 LPP N-80) y estaba aislada por dos empacaduras hidráulicas 7" X 35# MOD "HIDRO6" con capacidad de soportar presiones hasta 2500 psi, la primera ubicada a mayor profundidad de 10076' para separar la arena ME-RL y la segunda a 9538' para aislar de la arena MEC. La formación estaba protegida por el Liner de Producción de 7" asentado a 10505' y su vez sostenido a 8753' por un Colgador de Liner de 9-5/8" x 7" garantizando un buen sello hidráulico para la producción de la arena ME-O.

El pozo RG-280 fue completado originalmente en Diciembre de 2008 la sarta dual en las arenas ME-O (sarta larga), pero fue evaluada sin resultados satisfactorios aportando agua de 500 ppm y achicando. Debido a la evaluación realizada en la cual la arena no aportó hidrocarburos, se recomienda su abandono para completar otros prospectos que garanticen producción.

#### **5.2.4.3. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).**

La arena ME-C pertenece al yacimiento RG-29 y se encuentra ubicada a una profundidad comprendida entre un tope de 9002' y una base 9084' (Tabla B-6), esta arena de 52 pies de espesor se localiza en la parte superior de la arena ME-O, aunque tiene el mayor espesor de todas las arenas perforadas por el pozo RG-280, pertenece a la misma formación Merecure de todas las arenas interceptadas por el pozo, que de acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco cuya edad geológica es del Oligoceno (12 millones de años) caracterizada por presentar areniscas masivas y lutitas.

Para la arena ME-C al igual como en el caso de la arena ME-O y ME-RL se mantuvo la completación Doble Sarta Selectivo (Tabla B-9), el cual a fin de garantizar la producción en la sarta corta, se bajó con una sarta y empacadura de prueba el cañon TCP 4-1/2" (Alta densidad y penetración) de 6 TPP, logrando un primer intervalo cañoneado de 9010' hasta 9030' y luego se extendió el intervalo desde 9062' hasta 9082', por lo que se expuso 40 pies de arena petrolífera a producir. La arena ME-C produciría a través una camisa de circulación ubicada a 9102' que posee la sarta larga (TUBO 2-7/8" HYD 533 6,4 LPP N-80) como también con capacidad de poder producirse por el anular, esta última contiene un ensamblaje de flujo dual a 8374' que conecta dos sartas cortas TUBO 2-7/8" FOX 13% Cr 6,4 LPP

N-80. Una de las sarta cortas posee un niple de asiento XN (NO GO=2,205) ubicado a 8371' y una camisa de circulación 2-7/8" HYD, esto permite desplazamiento del fluido desde la tubería hasta los anulares de manera que se pueda aumentar la producción de fluido por parte de las arenas petrolíferas. Esta dos sarta poseen una guía Dual a 8357'.

Las formaciones superficiales estaban protegidas por un revestidor conductor de 20" con un peso de 94 Lbs a una profundidad de 510' y un revestidor de superficie de 13 3/8" con un peso de 68 Lbs, las cuales, protegen de contaminación las aguas superficiales con ríos, así como suelos utilizados para la agricultura del ser humano, mientras las formaciones intermedias estaban protegidas por un revestidor intermedio de 9 5/8" con un peso de 53.5 Lbs este revestidor protege las aguas subterráneas que pueda contener la formación y acuíferos útiles para el consumo y por último se asentó un colgador de liner de 9-5/8" x 7" a una profundidad de 8753' y a su vez sostenida por el revestidor intermedio para colocar el liner para luego asentar el liner de producción de 7" a 10505' con el objetivo de estabilizar el hoyo y proteger los fluidos de la formación.

La arena ME-C se aisló hidráulicamente de la arena ME-O a través de una colocación de una empacadura hidráulica 7" X 35# MOD "HIDRO6" a una profundidad de 9538' con capacidad de soportar presiones hasta 2500 psi. La arena ME-C completada en la sarta corta, se ha mantenido activa desde su completación original con bajas tasas de gas la cual ha venido declinando hasta encontrarse para la fecha 04/08/2010 en el orden de 0,8 MMPCNGD, fluyendo con una presión de cabezal de 160 x 120 lpc, con reductor de 1/2", por lo que se propone recañonearla para incrementar su potencial de producción y completarla nuevamente para continuar drenando las reservas remanentes en este yacimiento. Considerando lo antes expuesto, la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Gas Anaco a través del Informe General de Alerta se recomendó abandonar las arenas ME-O y ME-RL, y

propone para una re-acondicionamiento del pozo cambiando su diseño mecánico de una completación dual a una sencilla selectiva por flujo natural en las arenas ME-C y MERJ-M.

#### **5.2.4.4. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas Propuestas a Abandonar.**

##### **5.2.4.4.1. Arena ME-O (Yacimiento RG-9).**

Desde el punto de vista de producción promedio el yacimiento prácticamente no se ha producido, se han completado cuatro pozos (RG-9, RG-128, RG-195, RG-199), sólo se tiene información de pruebas de producción del pozo RG-195, el cual estuvo activo en 1993 con una producción promedio de 100 BNPD.

Tomando como referencia la prueba de producción acumulada de fluidos realizada al pozo RG-195 para la fecha de 06/07/1993 (Tabla B-14) se toma como base para caracterizar el yacimiento, ya que pertenece al mismo reservorio clasifica al yacimiento de acuerdo a los parámetros de McCain como un petróleo negro del tipo liviano debido a que su gravedad API de 39,6° esta en el rango de 30° y 40°, además McCain establece que estos tipos de petróleos posee un RGP mayor a 1750 PCN/BN que corrobora la clasificación por poseer un RGP de 2370 PCN/BN, partiendo de este valor se estima que la presión del yacimiento para esta prueba se encuentra menor o igual a la presión de burbujeo, por lo tanto, existe una capa de gas.

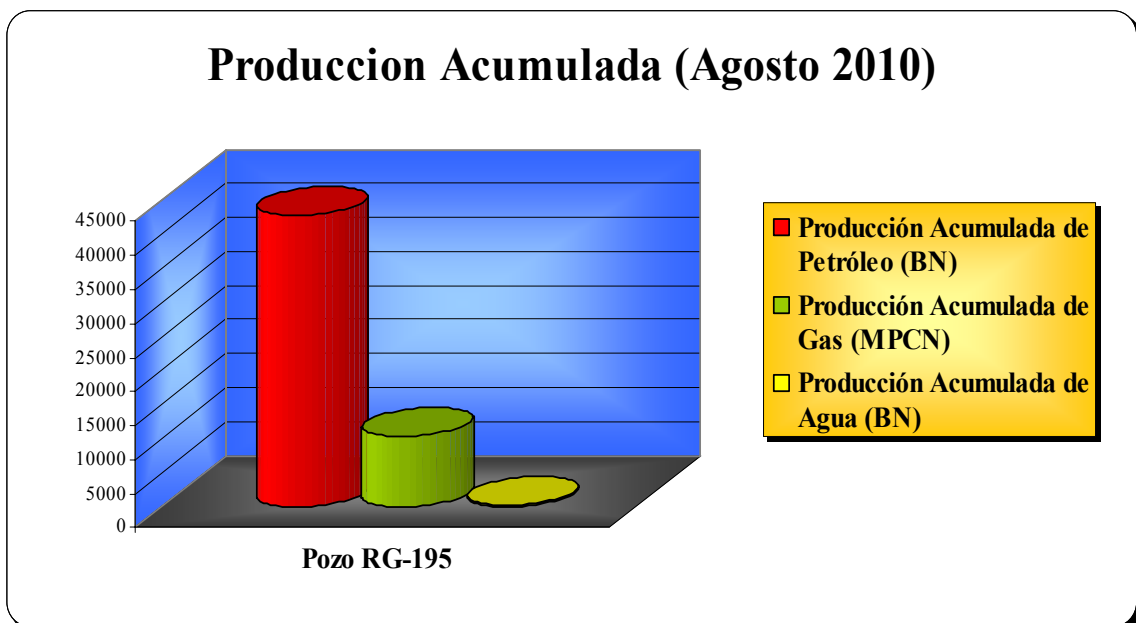
Por lo general los yacimientos de petróleo liviano poseen temperaturas cercanas a la temperatura crítica, entonces en este tipo de yacimientos el equilibrio de

fases es precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta de un 45%) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo.

Este Yacimiento de petróleo con capa de gas condensado posee con un Contacto Agua Petróleo Original estimado a una profundidad de 9860', delimitado al Norte y Oeste por el contacto mencionado anteriormente, Sur por una falla normal y al Este por límites estratigráficos. Posee reservas recuperables en el orden de 2188 Mbbls de Petróleo y Condensado y 14707 MMPC de gas.

➤ Producción Acumulada de Fluidos en el Yacimiento RG-9.

Tomando en cuenta la producción acumulada de los fluidos (Tabla B-14) se procedió a construir una grafica a fin de observar sus variaciones.



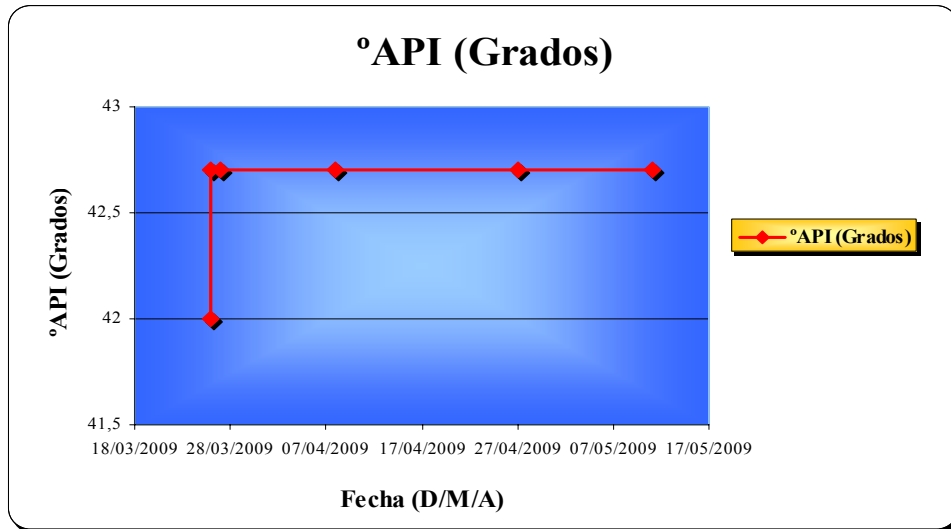
**Gráfico 5.13. Producción Acumulada de Fluidos para el pozo RG-195 en el Yacimiento RG-9.**

En la grafica de producción acumulada se puede observar que existe una producción alta de gas y petróleo con una baja producción de agua, por lo tanto para el pozo RG-195 de la arena ME-O (Yacimiento RG-9) posee condiciones para ser explotada. Sin embargo, el pozo RG-280 fue evaluado en esta arena sin resultados exitosos. Inicialmente acumuló 100 lpc y luego achicaba recuperando 100% agua de 500 ppm de cloruros con trazas de petróleo. Debido a la evaluación realizada en la cual la arena no aportó hidrocarburos, se recomendó su abandono para completar otros prospectos que garanticen producción

#### **5.2.4.4.2. Arena ME-RL (Yacimiento RG-11).**

La arena ME-RL (Yacimiento RG-11) no se encontraba contemplado en la propuesta de perforación como objetivo primario; sin embargo, se completó en sustitución de la arena MET4,5 yacimiento RG-111, el cual presentó dos lentes de poco espesor de arena neta de hidrocarburos (4 + 4 pies) y se detectó la presencia de un contacto de agua estimado a 9711', cabe destacar que el pozo vecino RG-194 ubicado a 291' buzamiento abajo fue abandonado en Diciembre de 1983 por alto corte de agua (90%) lo que representaba 208 bls de agua. Luego de su completación, la arena aportó gas condensado con las pruebas mostradas en la Tabla B-15 y se procedió a graficar los grados API para estudiar su comportamiento y así clasificar el yacimiento

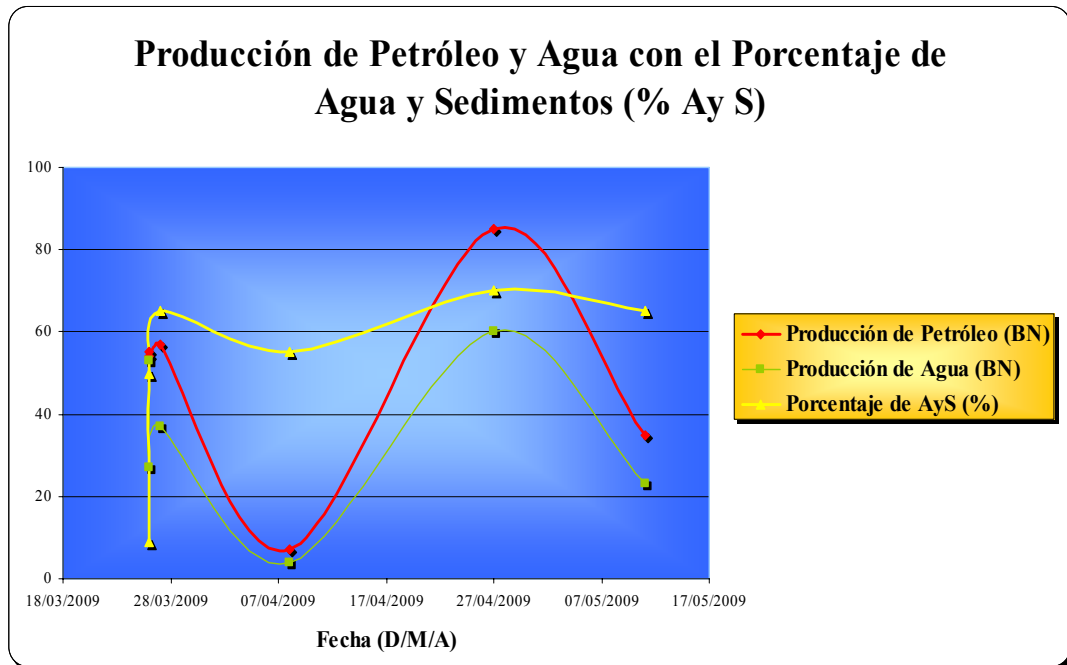
➤ °API del Hidrocarburo en la Arena ME-RL/RG-11.



**Gráfico 5.14. °API del Hidrocarburo en la Arena ME-RL/RG-11.**

De acuerdo a los grados API a través de la prueba de producción realizada al pozo RG-280 (Tabla B-15) se clasifica el yacimiento RG-11 de petróleo liviano debido a su valores de 42,7 es mayor al rango de clasificación que ofrece McCain ( $>40^\circ$ ) y su comportamiento ascendente y luego constante hace predecir que existen fracciones liviana e intermedias de hidrocarburos en el yacimiento.

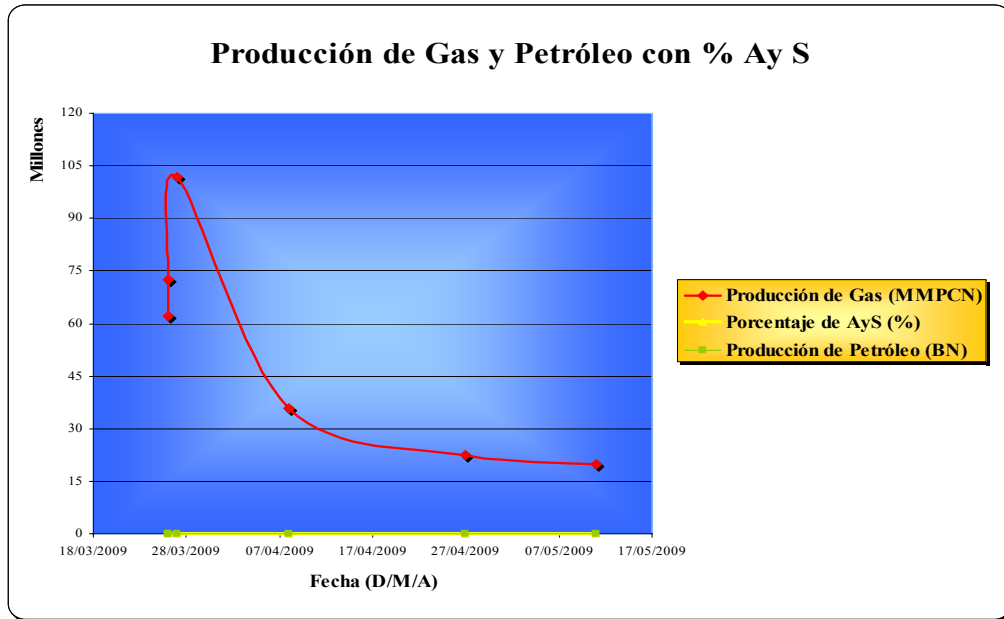
- Producción de Petróleo y Agua con %AyS para el Pozo RG-280 en la Arena ME-RL/RG-11.



**Gráfico 5.15. Producción de Petróleo y Agua con %AyS para el Pozo RG-280 en la Arena ME-RL/RG-11.**



- Producción de Gas, Petróleo y %AyS para el Pozo RG-280 en la Arena ME-RL/RG-11.



**Grafico 5.16. Produccion de Gas, Petróleo y %AyS para el Pozo RG-280 en la Arena ME-RL/RG-11.**

Para el yacimiento ME-RL de acuerdo a la prueba que se le realizó al pozo RG-280 (Tabla B-15), este declinó la producción de petróleo y agua desde el 28 de Marzo de 2009 hasta el 07 de Abril de 2009 pero en esta fecha se obtuvo una la alta producción de gas, sin embargo, luego esta última nombrada decayó su producción consecutivamente con el tiempo y es porque el gas se expande y al poseer mejor movilidad que el petróleo y el agua se desplazará mejor por los canales porosos y permeables del reservorio, pero al declinar la presión de formación el gas se comprime hasta llegar al punto que el petróleo y el agua alcanzará mejores movilidades y aumentará su producción siendo mayor la de petróleo. Por otro lado a medida que incrementa la producción de líquidos lo hace también el %AyS con el tiempo lo cual afecta operacionalmente la producción de dichos fluidos.

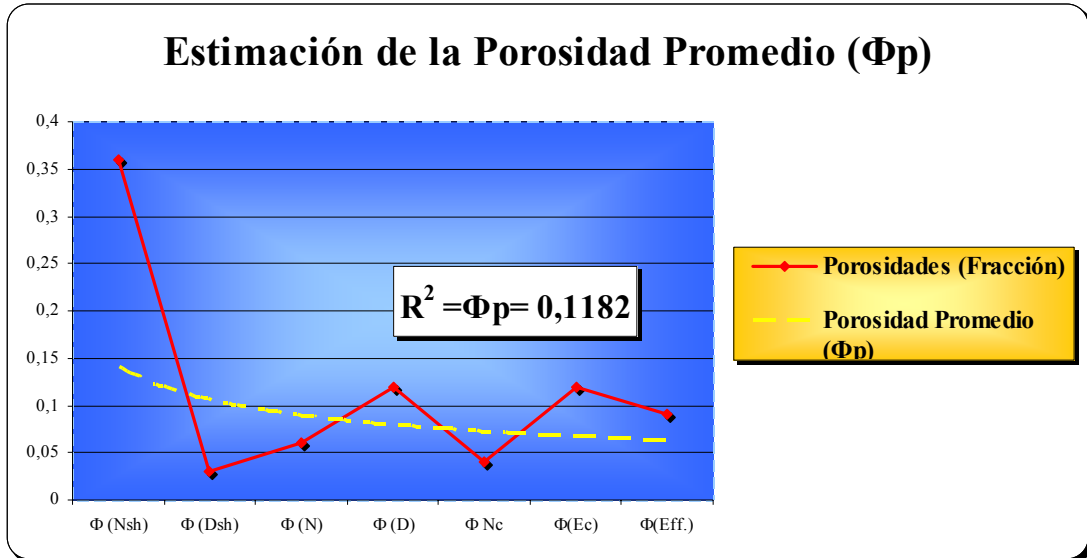
➤ Reservas de Hidrocarburos Contendida en la Arena ME-RL/RG-11.

El yacimiento de petróleo se encuentra delimitado al Norte por límite arbitrario, Sur por una falla normal y cierres estratigráficos, al Este y Oeste por límites estratigráficos. Este yacimiento cuenta con unas reservas recuperables en el orden de 19195 MMPCN de gas y 2953 MBN de condensado, hasta la actualidad se ha drenado el 53,0 % de sus reservas de gas y el 62,0 % de las reservas de condensado, cuenta con un volumen remanente de 9021 MMPCN de gas y 1122 MBN de condensado. Es importante destacar, que adicionalmente esta arena presenta un nivel de energía que es considerable cuando se compara con el promedio de presión que se maneja en el Campo Santa Rosa. De acuerdo con el registro de presión a hoyo abierto (FMT 07/05/2008, pozo RG-280) la presión medida de esta arena se encuentra en el orden de 2775 Lpc, este valor permitiría la producción de hidrocarburos mediante flujo natural.

➤ Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena ME-RL/RG-11.

En este yacimiento, el pozo RG 280 esta ubicado estructuralmente a una profundidad 9323' presentando un espesor total de arena de 8 pies, cuya evaluación petrofísica se muestra en las Tablas B-23 y B-24. Luego, se procedió a estimar la porosidad promedio de la arena ME-RL.

➤ Porosidad Promedio de la Arena ME-RL/RG-11.



**Gráfico 5.17. Estimación de la Porosidad Promedio de la Arena ME-RL/RG-11.**

**Tabla 5.5. Resultados de Porosidad y Saturación de Agua Promedio en la Arena ME-RL/RG-11.**

$\Phi_{prom}$ (Porcentaje)	$S_{w_{prom}}$ (Porcentaje)	$K_{prom}$ (mD)
12	18	14

La arena ME-RL posee una porosidad promedio aproximado de 12%, la cual, es considerada buena para el almacenaje de hidrocarburos por lo que se deduce que posee gran potencial para su explotación de acuerdo a su porosidad. La permeabilidad registrada fue de 14 mD y es clasificada como moderada, entonces el fluido va a tener buena movilidad a través de los canales permeables y porosos de la formación para su producción.

La arena ME-RL (Yacimiento RG-11) se estima una saturación de agua de 18% y esta constituido en volumen por aproximadamente de 82% de Petróleo y Gas. Sin embargo, como se dijo anteriormente según la prueba de producción el pozo en esta arena luego de ser probado en mayo 2009, se concluyó que la zona puede estar compartamentalizada del resto del yacimiento. Este comportamiento se ha presentado en otros pozos cercanos cuando se han completado en arenas de la formación Merecure como es el caso de los pozos RG-224 y RG-256, en los cuales se realizaron varias actividades para retornarlos a producción en dichas arenas sin éxito hasta que finalmente se abandonaron. Recientemente, luego de diez meses de permanecer el pozo cerrado, la arena ME-RL ha acumulado en cabezal 480 LPC, lo que confirma el agotamiento de la presión de la arena y descarta el efecto de daño en la caída observada en la tasa de producción.

Adicionalmente, con el fin de verificar la ocurrencia del comportamiento en la Formación Merecure, la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Gas Anaco recomendó a la arena ME-RL una vez completada y conectado el pozo a la estación, tomarle una restauración de presión para detectar bordes de presión constante en el yacimiento. Sin embargo, esta arena fue abandonada de acuerdo al re-acondicionamiento del pozo RG-280 pautado para el año 2011.

### 5.2.4.5. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas Propuestas a Completar.

#### 5.2.4.5.1. Arena ME-C (Yacimiento RG-29).

En este yacimiento se han mantenido solo dos pozos activos (RG-280 y RG-272), así que se cuenta con la última producción ambos pozos en el yacimiento que se muestra en la Tabla B-16.

##### ➤ RGP en el Yacimiento RG-29.

Con los datos obtenidos en la prueba de producción (Tabla B-16) se procedió a graficar los valores de RGP y gravedad API para observar su variación.

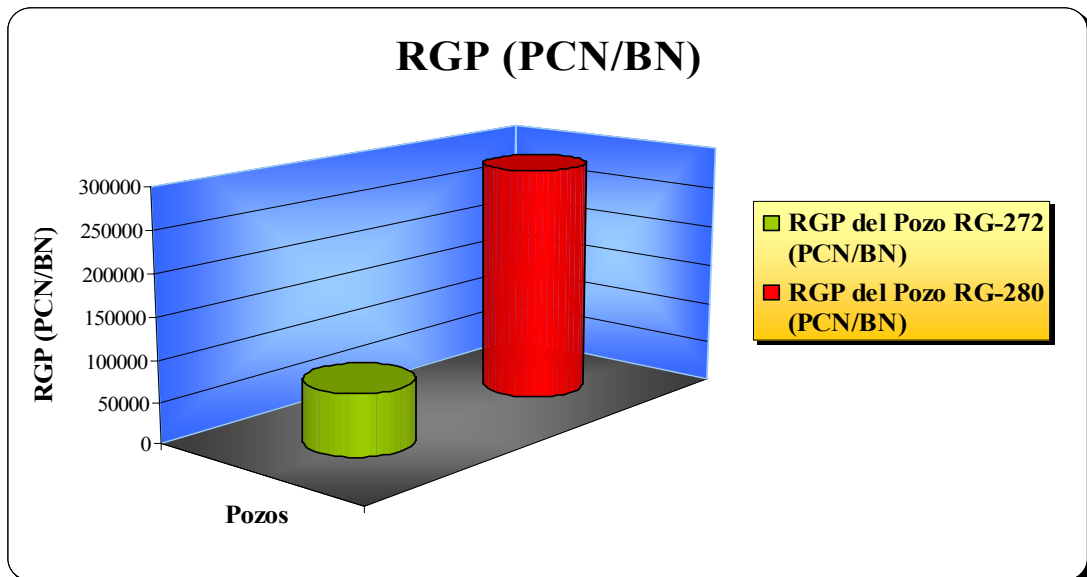
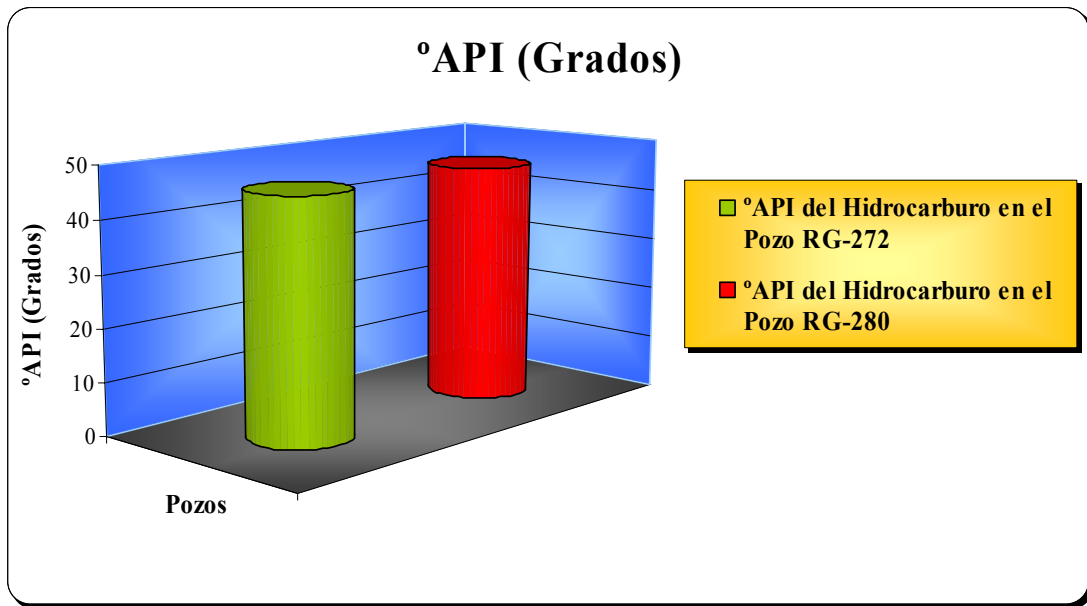


Gráfico 5.18. RGP en el Yacimiento RG-29.

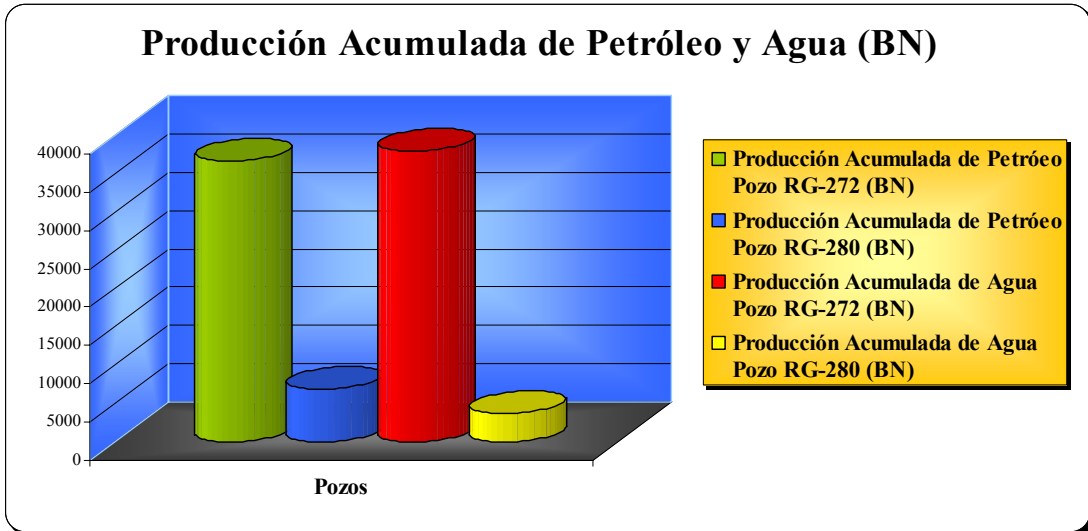


**Gráfico 5.19. RGP del Hidrocarburo en el Yacimiento RG-29.**

De acuerdo a los resultados el yacimiento RG-29 posee una °API de 45,7 y se clasifica el petróleo del tipo liviano, debido a que es mayor a 40° y sus valores de RGP en ambos pozos superan los 1750 PCN/BN que establece McCain para la Clasificación de Yacimientos, es importante destacar que de acuerdo a la grafica superior indica que el pozo RG-272 produce mayor fracciones livianas con respecto al pozo en estudio (RG-280) que produce fracciones intermedias y mas pesadas, esto se verifica observando la producción acumulada de los fluidos.

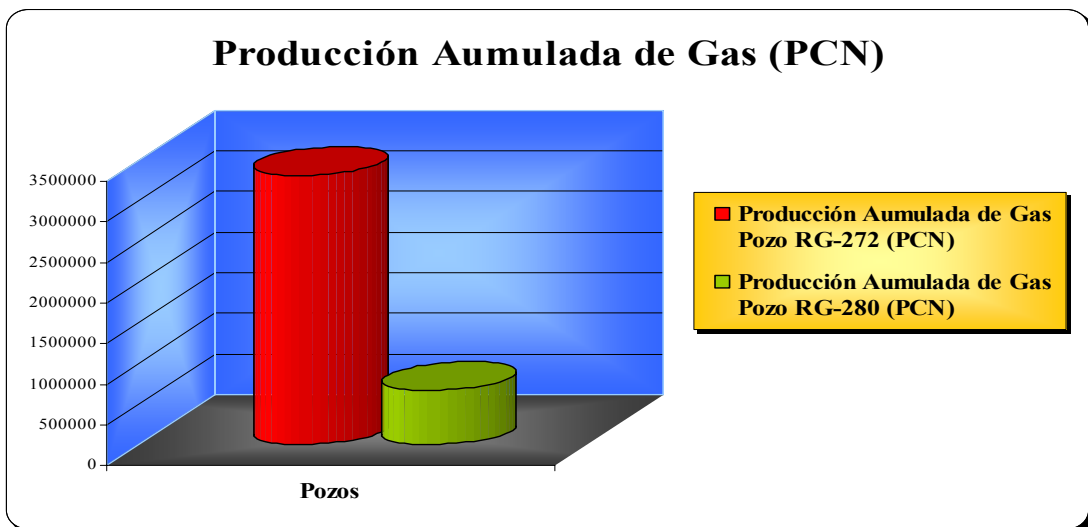
➤ Producción Acumulada de Fluidos en el Yacimiento RG-29.

Utilizando el historial de producción acumulada se procedió a graficarla para estudiar su variación por pozo.



**Gráfico 5.20. Producción Acumulada de Petróleo y Agua en el Yacimiento RG-29.**

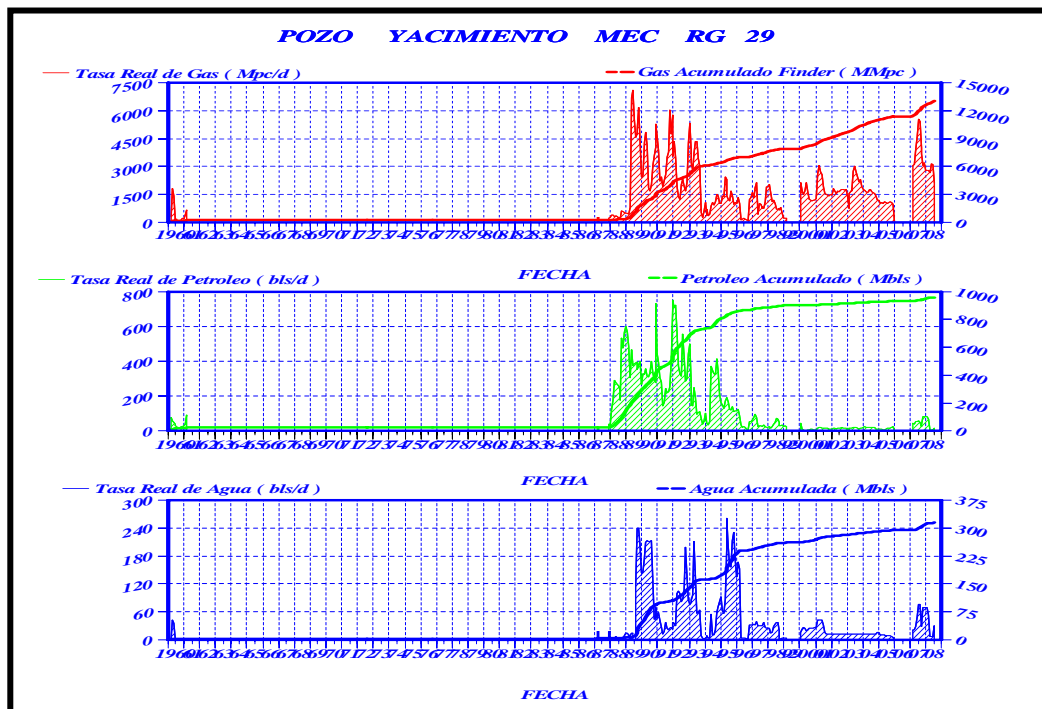
➤ Producción Acumulada de Petróleo y Agua en el Yacimiento RG-29.



**Gráfico 5.21. Producción Acumulada de Gas en el Yacimiento RG-29.**

De acuerdo al historial de producción acumulada el pozo RG-272 (Tabla B-16) se encuentra muy bien localizado para producir gas y petróleo debido a su alta producción, esto se debe a que existe una energía adicional en el yacimiento que es la hidráulica, en este pozo el agua realiza un barrido del gas y petróleo y este se produce, sin embargo como el agua por su buena movilidad va a tender canalizarse hasta producirse a través del pozo y es por ello que el pozo RG-272 es afectada su producción por alta producción de agua que no presenta rentabilidad para la explotación. Sin embargo, en el pozo RG-280 a pesar que posee menos producción acumulada de gas y petróleo posee buenas condiciones para ser explotado porque no se ve afectada por alta producción de agua.

➤ Histórico de Producción de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).



**Gráfico 5.22. Comportamiento Productivo de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).**



El yacimiento inició su vida productiva con el pozo RG-29 en el año 1960, con tasas de petróleo que oscilaban entre los 25 y los 70 BPD; aproximadamente 15 años después, se inicia un drenaje más acelerado de las reservas del yacimiento con un número de pozos promedio de 5 pozos produciendo de manera simultánea. La mayor parte de los pozos fueron abandonados en la década de los noventa, debido a razones económicas ya que en la citada década se comienza a notar una declinación en la producción de petróleo probablemente producto del descenso de la producción de gas, uno de los factores que impulsa el líquido hasta la superficie del pozo. A principios del año 2007, se muestra un aumento en la producción de gas, debido a que entra en actividad el pozo RG 272, el cual ha venido produciendo con tasas promedio de 3 MMPCND.

El yacimiento RG-29 de la arena ME-C, se encuentra interpretado oficialmente como un yacimiento de petróleo liviano de moderada extensión conectado a un acuífero de baja actividad. Sin embargo, los pozos que han estado activos en él tienen una considerable producción acumulada de gas lo que es indicativo de que el yacimiento se encuentra a una temperatura cercana a la temperatura crítica de la mezcla. Está limitado por el Norte con el contacto agua-petroleo (CAPO) ubicado a una profundidad de 9500 pies y un límite estratigráfico, por el Sur, con un límite estratigráfico y un sistema de fallas que lo separa de los yacimientos RG-186 y RG-136; por el Este está limitado estratigráficamente por un límite de roca, y por el Oeste, con el CAPO @ 9500' y un límite estratigráfico.

➤ Reservas de Hidrocarburos Contenida en la Arena ME-C/RG-29.

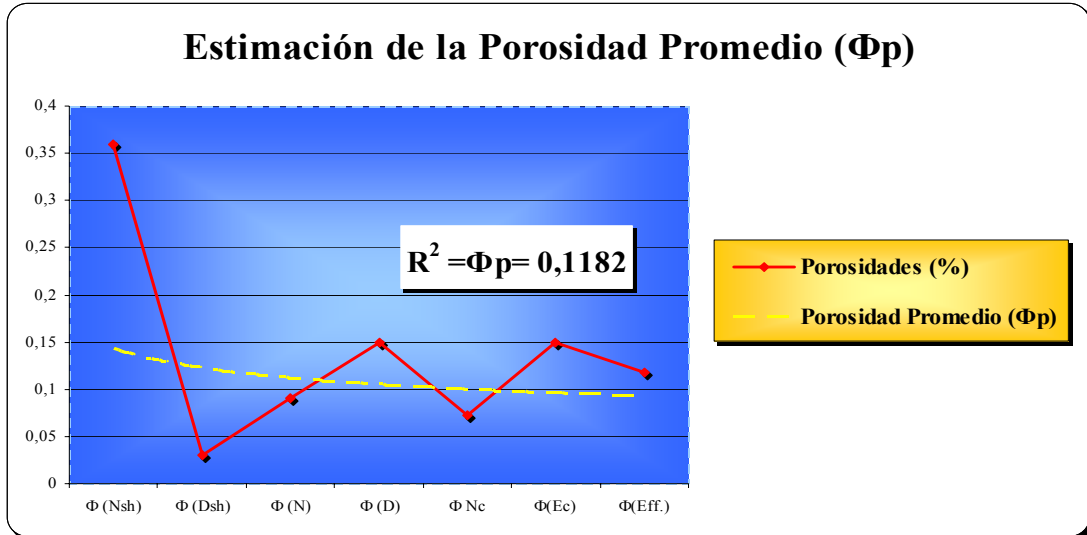
La arena ME-C (Yacimiento RG-29) de acuerdo a las estimaciones de reservas asociadas para Septiembre 2010 (Tabla B-20) cuenta con unas reservas recuperables en el orden de 18611 MMPCN de gas y 5450 MBN de condensado. Las reservas

remanentes están en el orden de 2912 MMMPCN de gas y 4273 MBN de hidrocarburos líquidos. De acuerdo con el libro de reservas del año 2003, la presión original del yacimiento es de 3990 lpc, la cual, coincide además con la presión de burbujeo. La presión esta en el orden de 1160 lpc (FMT 28/05/2008, pozo RG-280), la cual no se aleja de la presión actual debido a que se han mantenido solo dos pozos activos (RG-280 y RG-272C). Con este nivel de presión el yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación y ha ocurrido un cambio de fases debido a la vaporización de los componentes más livianos de la mezcla de hidrocarburos; estos componentes vaporizados migran por segregación gravitacional hacia el tope de la estructura dando lugar a la formación de una capa de gas. Como hemos mencionado, el pozo se encuentra ubicado en la parte más elevada del yacimiento, por lo que se presume que se encuentre dentro de un casquete de gas. Debido a ello, y considerando que la arena esta cañoneada en dos intervalos muy alejados (mas de 30') lo cual favorece el flujo del lente superior de mayor saturación de gas y no es conveniente por las altas reservas remanentes de crudo (mas de 5 millones de barriles) se recomienda el recañoneo del lente inferior solamente.

➤ Propiedades Petrofísicas Contenida en la Arena ME-C/RG-29.

En este yacimiento, el pozo RG 280 esta ubicado estructuralmente a una profundidad 8111' presentando un espesor total de arena de 57 pies, cuya evaluación petrofísica se muestra en las Tablas B-25, B-26 y B-27. Luego se procedió a estimar la porosidad promedio de la arena ME-RL.

➤ Estimación de la Porosidad promedio en la Arena ME-C/RG-29.



**Gráfico 5.23. Estimación de la Porosidad promedio en la Arena ME-C/RG-29.**

**Tabla 5.6. Resultados de Porosidad y Saturación de Agua Promedio en la Arena ME-C/RG-29.**

$\Phi_{prom}$ (Porcentaje)	$S_{w_{prom}}$ (Porcentaje)	$K_{prom}$ (mD)
12	21,52	14

La arena ME-C posee una porosidad promedio aproximado de 12%, la cual, es considerada buena y la permeabilidad registrada fue de 14mD y es clasificada como moderada, entonces la arena tiene un buena potencial para su explotación donde el fluido va a tener buena movilidad a través de los canales permeables y porosos de la formación para su producción. El registro de Rayos Gamma ubicó esta arena con un

tope de 9002' y una base de 9084', dicha arena esta por encima de la arena ME-RL y es considerada como una arena de gran espesor con 82 pies, por lo que cumple con todos los parámetros para su explotación.

En la arena ME-C se estima una saturación de agua de 21,52 % que es mayor valor con respecto a la arena ME-RL debido a su gran espesor va a tender a almacenar mas volumen de agua junto a los otros fluidos. El volumen de petróleo y gas es aproximadamente de 78.48 %.

Desde su completación original, esta arena no ha producido de acuerdo a las expectativas por lo que se propone recañonear para incrementar área de flujo y generar nuevos canales que permitan incrementar su producción. Adicionalmente el pozo será trabajado con un fluido adecuado (TOFA) para generar el menor daño posible a la permeabilidad de la formación, esto será realizado en los trabajos de re-acondicionamiento para el año 2011 del pozo RG-280, que fueron pautados desde el año 2010.

#### **5.2.4.5.2. Arena MER-JM (Yacimiento RG-9).**

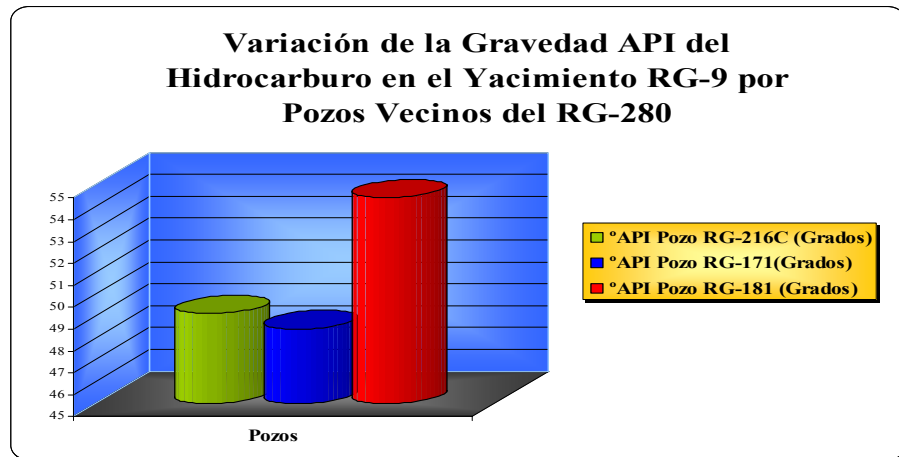
Esta arena forma parte de la fusión recientemente aprobada de los lentes ME-J1U, ME-J1L, ME-J2, MEK, ME-L, ME-M1 y MEM2 (MEJKLM/RG-9), la cual pasó a llamarse MERJ-M/RG-9, cuenta con reservas recuperables de 699531 MMPC y 46555 MBN de gas y líquido respectivamente y, de acuerdo al sumario de producción de Agosto de 2010, presenta 143428 MMPCG y 21204 MBN de reservas remanentes. Este yacimiento fue aprobado mediante oficio N° DGEPH/0893 de fecha 10/12/2009. En la Tabla B-17 se muestran las pruebas más recientes de los pozos activos cercanos al RG-280 en esta arena.

Este yacimiento de gas condensado posee una pierna de petróleo, de gran extensión y espesor, delimitado al Norte, Este y Oeste por un Contacto Agua Petróleo Original estimado a 9800' y un sello estratigráfico, y al Sur por el Corrimiento de Anaco y un Contacto Agua Petróleo Original estimado a 9800'.

El pozo RG 280 se encuentra ubicado hacia el tope de la estructura en la zona de gas condensado, y el pozo más cercano a este, RG-216, 226' buzamiento arriba del pozo RG-280, se encuentra activo en esta arena con una última prueba de 2,5 MMPCGD. La arena MER-JM se ubica a una profundidad entre un tope de 9374' y una base de 9790', de los cuales existe 198 pies de arena neta petrolífera correspondiente a la arena mencionada. Esta arena de acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco pertenece a la formación de Merecure cuya edad geológica es del Oligoceno (12 millones de años) y se caracteriza por presentar Areniscas masivas y lutitas.

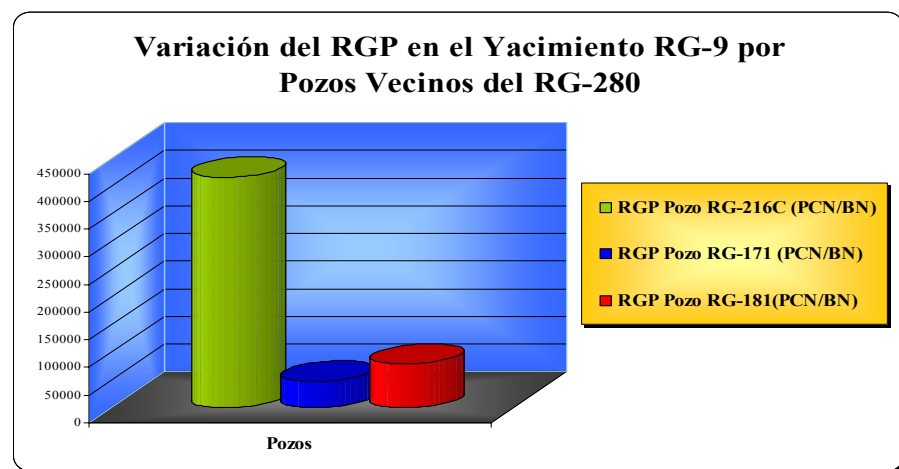
➤ °API del Hidrocarburo en la Arena MER-JM/RG-9.

Con la utilización de una prueba de producción realizada en los pozos vecinos al RG-280 para el año 2010 (Tabla B-17) se procedió a graficar °API por pozo para ver variaciones composicionales en el Yacimiento RG-9.



**Gráfico 5.24. °API del Hidrocarburo en la Arena MER-JM/RG-9.**

➤ RGP por Pozo en la Arena MER-JM/RG-9.



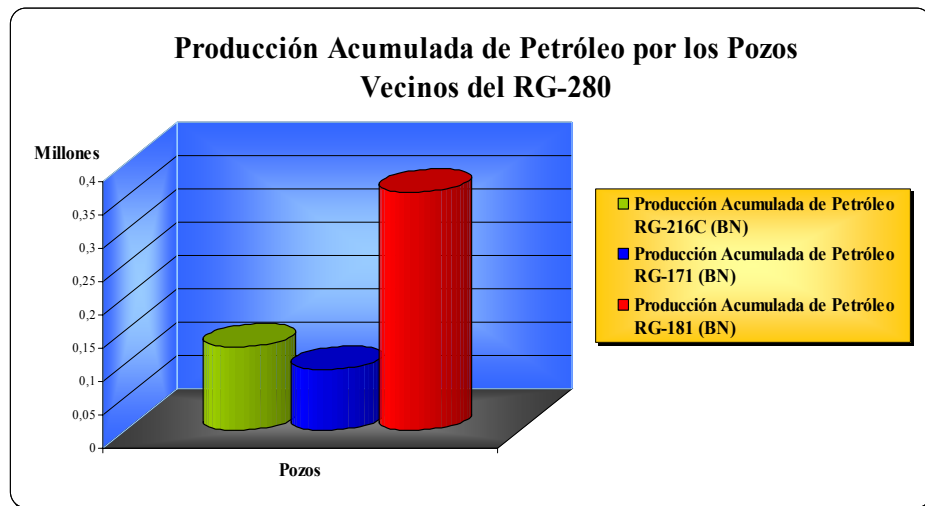
**Gráfico 5.25. RGP por Pozo en la Arena MER-JM/RG-9.**

De acuerdo a los resultados obtenidos en los pozos vecinos, los valores de gravedad API oscilan entre 48,4° y 54,4°, la cual clasifica el yacimiento como un gas condensado por poseer una °API>40, además los valores de RGP son mayores a 3200 PCN/BN y ambas propiedades del fluido concuerdan con los valores que establece

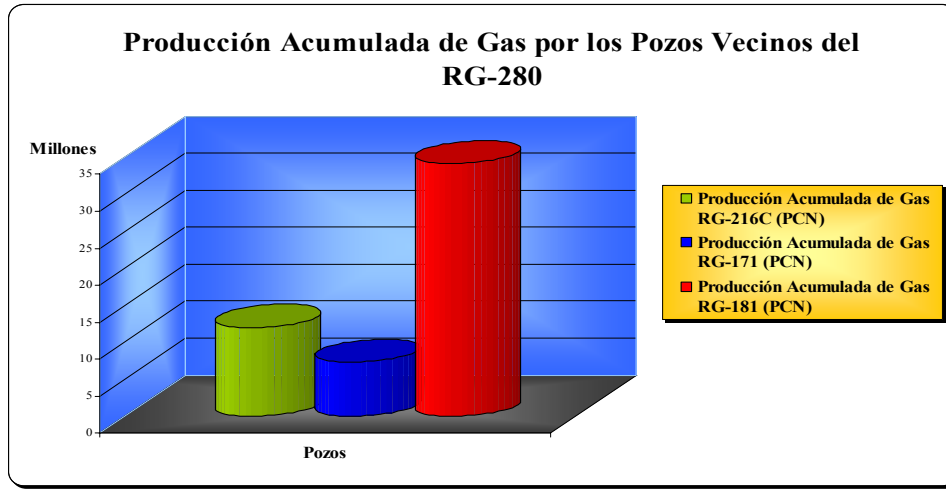
McCain para la clasificación de yacimientos. Las fracciones livianas de hidrocarburos de acuerdo a las graficas superior, se encuentran en mayores cantidades en el pozo RG-181 es por ellos que presenta un elevado °API y bajo RGP con respecto al pozo RG-171 que posiblemente presentan fracciones livianas e intermedias, mientras que el pozo RG-216C que va a poseer las fracciones mas pesadas y presentara menores valores de gravedad API y un elevado RGP.

➤ Producción Acumulada de los Fluidos en la Arena MER-JM/RG-9.

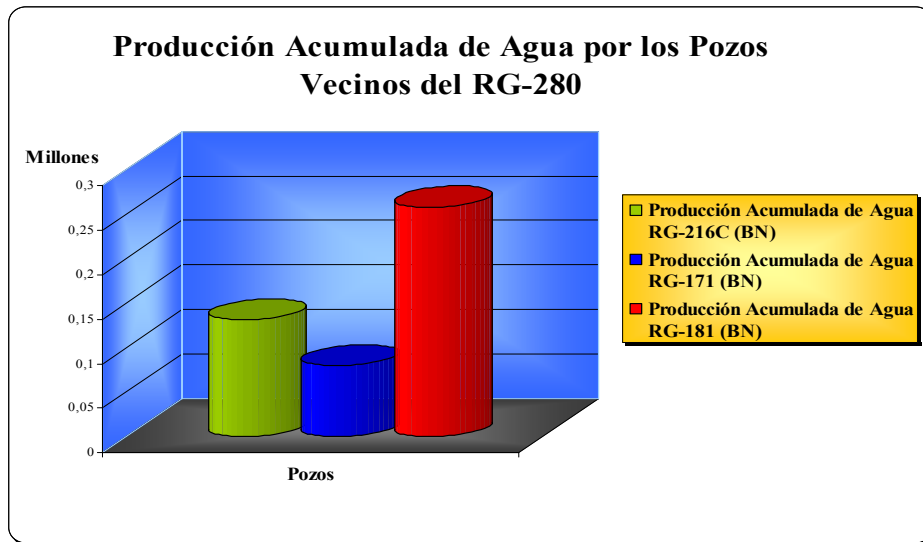
Tomando en cuenta la Tabla B-17 se graficó la producción acumulada de los fluidos para estudiar su variación.



**Gráfico 5.26. Producción Acumulada de Petróleo en la Arena MER-JM /RG-9.**



**Gráfico 5.27. Producción Acumulada de Gas en la Arena MER-JM/RG-9.**



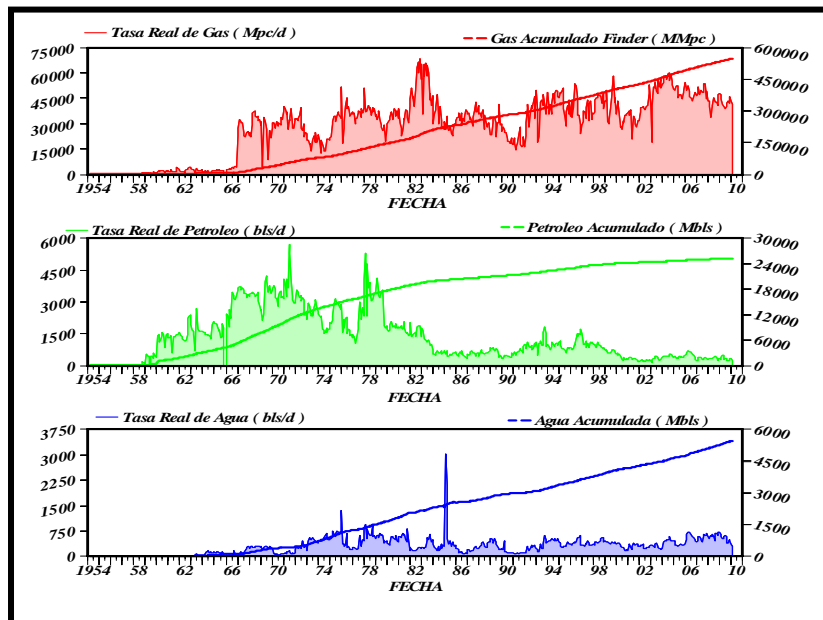
**Gráfico 5.28. Producción Acumulada de Agua en la Arena MER-JM/RG-9.**

El pozo RG-181 presenta la mayor parte de la producción acumulada de petróleo, gas y agua, esto es debido a que en este pozo se encuentra las fracciones mas livianas del gas condensado, por ellos se producirán fácilmente, con respecto a



los pozos RG-216C y RG-171 que poseen menos producciones acumuladas. Debido a las altas producciones de petróleo se presume que el yacimiento de gas condensado contiene una pierna de petróleo, donde en el Contacto Gas-Petróleo (CGP), el gas condensado se encuentra saturado en su punto de rocío retrogrado y el crudo también se encuentra saturado en su punto de burbujeo, así que un mínimo descenso de la presión en este yacimiento ocurre condensación retrograda en la capa de gas y liberación de gas en la zona de petróleo. El gas liberado se mezcla con el gas de la capa condensado y el condensado retrogrado con el crudo de la zona, por tal razón se tiene considerable aumento en las producciones de gas y petróleo por un tiempo como se muestra en el histórico de producción de la arena MERJ-M / RG-9, la disminución de la producción acumulada de petróleo a partir del año 1982 puede deber a cierre de pozos o porque se alcanzó la condensación retrograda máxima ocurriendo la revaporización del condensado e incrementa la producción del gas.

➤ Histórico de Producción de la Arena MER-JM (Yacimiento RG-9).



**Gráfico 5.29. Comportamiento Productivo de la Arena MER-JM (Yacimiento RG-9).**

De acuerdo al histórico de producción, la arena MER-JM inicia su producción en 1954, pero es a partir del año 1958 que inicia la producción de petróleo y asciende a valores superiores de 1500 BND, valor que se incrementa en el año 1966 porque inicia la producción de gas, por lo que se hace suponer que el yacimiento RG-9 produjo inicialmente hidrocarburos desde la zona de la pierna de petróleo y luego para el año 1966 es que comienza la producción en conjunto a la zona de gas condensado, por ello la producción de ambos fluidos se incrementa continuamente a medida que pasa el tiempo. También se observa una baja producción de agua del reservorio y se concluye que el principal mecanismo de producción de la arena MER-JM (Yacimiento RG-9) es el empuje por capa de gas, donde la presión del reservorio se reduce suave y continuamente y la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmisible del petróleo, sin embargo, la producción de petróleo decae para el año 1982, mientras la de gas sigue en aumento con producción aceptable de agua.

➤ Propiedades Petrofísicas en la la Arena MER-JM/RG-9.

Resultados de las propiedades petrofísicas calculadas de las Tablas B-28, B-29, B-30, B-31 y B-31.

**Tabla 5.7. Propiedades Petrofísicas Contendida en la Arena MER-JM/RG-9.**

<b>ØD prom (%)</b>	<b>Kprom (mD)</b>	<b>ANPtotal (pies)</b>	<b>Sw prom (%)</b>
13,24	12,125	180	25,125

**Nota:** Información suministrada por PDVSA Gas.

De acuerdo a los resultados obtenidos el Yacimiento RG9 es de gran extensión y espesor con una porosidad de 13,24%, la cual se considera como buena y

posee una permeabilidad de 12,125 mD indicando que es del tipo moderada, por lo tanto este reservorio posee grandes potenciales para almacenaje de hidrocarburos y para el desplazamiento de este por los canales permeables para su producción. Debido a su gran espesor posee una considerable saturación de agua en todo el yacimiento representando el 25,25% de la saturación total, mientras que el gas y petróleo representan el 74,875% en porcentaje de saturaciones.

El pozo RG 280 se encuentra ubicado hacia el tope de la estructura en la zona de gas condensado, y el pozo más cercano a este, RG-216, 226' buzamiento arriba del pozo RG-280, se encuentra activo en esta arena con una última prueba de 2,5 MMPCGD. El pozo RG-280 que cuenta con 198 pies de arena neta petrolífera, se ubica a una profundidad de 8475'. De acuerdo a un BHP-BHT realizado al pozo RG-216C en Abril de 2008 esta arena presenta un nivel de presión en el orden de 984 Lpc, lo cual esta en línea con la presión de MDT tomada en el pozo de 1004 Lpc en mayo de 2008.

Basado en el nivel de presión del yacimiento, las características electrográficas, reservas remanentes y las pruebas de los pozos vecinos, la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Gas Anaco propone completar la arena MER-JM en el trabajo de reacondicionamiento pautado para el año 2011.

#### **5.2.4. Completación Realizada al Pozo JM-210 (Yacimiento JM-99).**

El pozo JM-210 esta ubicado en el Área Mayor de Anaco, Campo San Joaquín (Edo. Anzoátegui) con coordenadas planas N-1.035.734,35 y E-336.173,91 medidas desde un origen, cuyo lugar es la Ciudad de Barcelona. La perforación de este pozo inició en Septiembre de 2003, utilizando el taladro CLIFF-40 (Tabla C-1) hasta una

profundidad de 9585 pies (TVD) y 10010 pies (MD), el cual se completó el pozo con tubería Monobore 5-1/2” especial cromada, dados los altos porcentajes de H<sub>2</sub>S obtenidos en los pozos vecinos, en la arena SJ-A, considerada como el objetivo principal del pozo JM-210 y fue completado para la fecha del 30 de Enero de 2004 con el taladro GW-31. Posteriormente, para el 30 de Enero de 2004 se le realiza un re-acondicionamiento del pozo JM-210, donde se utilizó el mismo taladro GW-31 para completar el pozo con el sistema Coiled Gas Lift 2-3/8” a través de la tubería Monobore 5-1/2” en la arena SJ-A (Tabla C-2).

#### **5.2.4.1. Completación Realizada y Descripción Geológica de la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).**

De acuerdo al informe de arenas probadas y producidas (Tabla C-6), el pozo perforó la arena SJ-A perteneciente al yacimiento JM-99 ubicada a una profundidad comprendida entre un tope de 9441’ y una base de 9621’, el cual contiene un espesor de arena neta petrolífera de 121 pies. La arena SJ-A se correlaciona con la misma arena interceptada por el pozo RG-239, por lo que pertenece a la misma formación de San Juan cuya edad geológica es del Cretáceo (80 millones de años) caracterizada de acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco por presentar areniscas duras grises de grano fino a medio. A la arena SJ-A se le realizó un registro Gamma Rey y se dedujo que esta arena posee intercalaciones lutíticas no permeables por lo que se le clasifica como una arena sucia, es por ello que la profundidad vertical verdadera de la arena SJA con 180 pies posee un total 59 pies en dichas intercalaciones reduciendo el espesor a 121 pies.

Para la arena SJ-A (yacimiento JM-99) durante la primera completación del pozo JM-210 con tubería Monobore 5-1/2” para la fecha del 30 de Enero de 2004, se bajó un cañón 2-1/2” Shogun System, carga de SDP (STP-2125-40INTX) de alta

penetración (26,98”) con 6 TPP, en la arena SJ-A se le detonó cañones bajo balance con 1000 psia a favor de la formación generando 95 pies de arena cañodeada. El intervalo cañoneado fueron los siguientes: 9442’-460’ (18’), 9478’-494’ (16’), 9506’-518’ (12’), 9538’-542’ (4’), 9548’-554’ (6’), 9571’-596’ (25’) Y 9606’-620’ (14’).

La arena SJ-A (yacimiento JM-99) según el diseño mecánico de la completación Monobore se iba producir a través de un liner de 5-1/2” asentado a 10010 pies, teniendo un cuello flotador ubicado al final del pozo a 9991 pies, por lo que la arena SJ-A presentaba un buen sello hidráulico.

#### **5.2.4.2. Descripción del Fluido y Características Petrofísicas de las Arenas SJ-A/JM-99.**

Basándose en las pruebas de producción realizadas para la fecha de Septiembre 2010 por diferentes pozos en la arena SJ-A (Tabla C-12), se graficó la Gravedad API y RGP, así como sus producciones acumuladas para caracterizar el yacimiento.

➤ °API del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/JM-99.

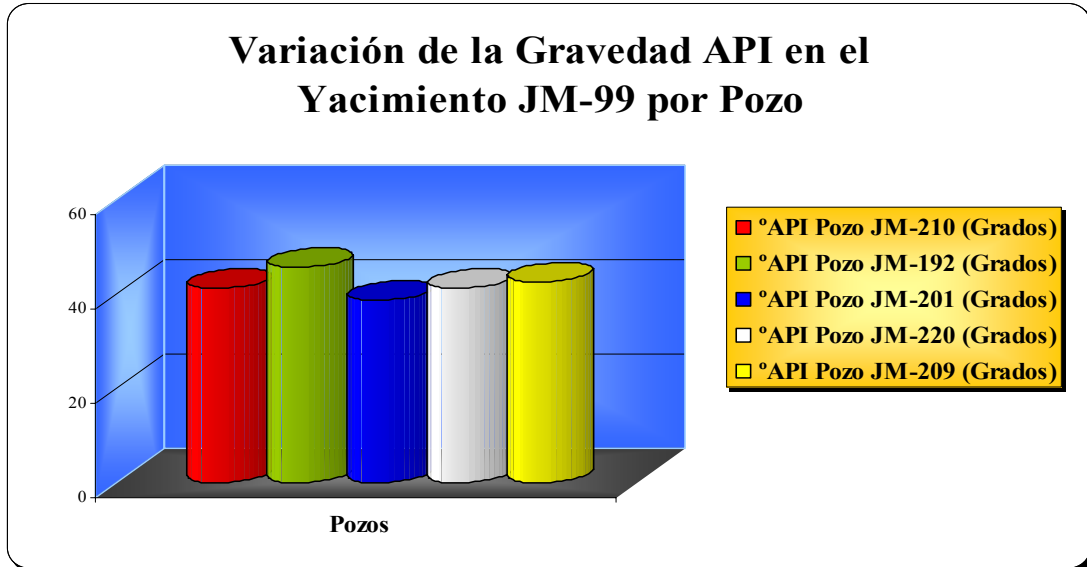


Gráfico 5.30. °API del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/JM-99.

➤ RGP del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/JM-99.

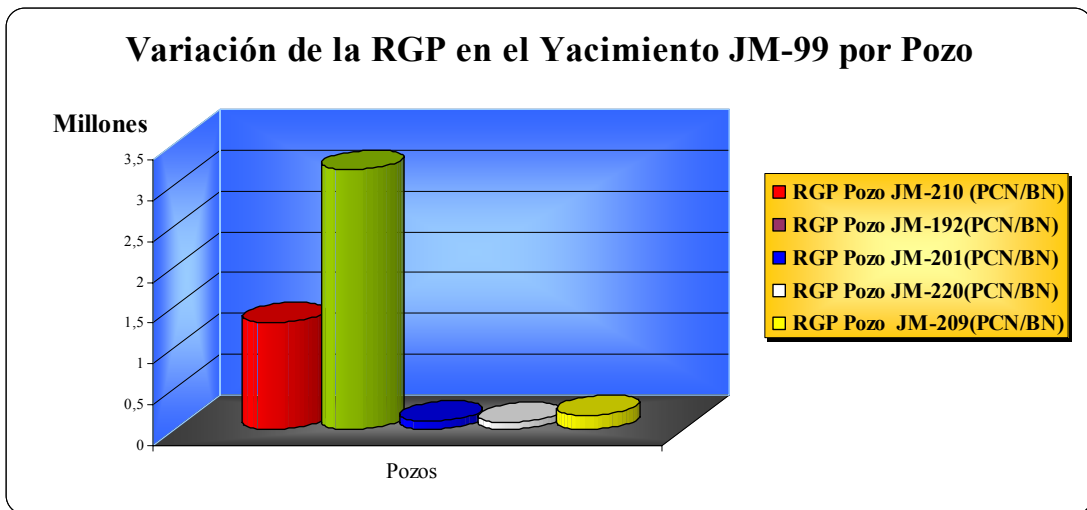
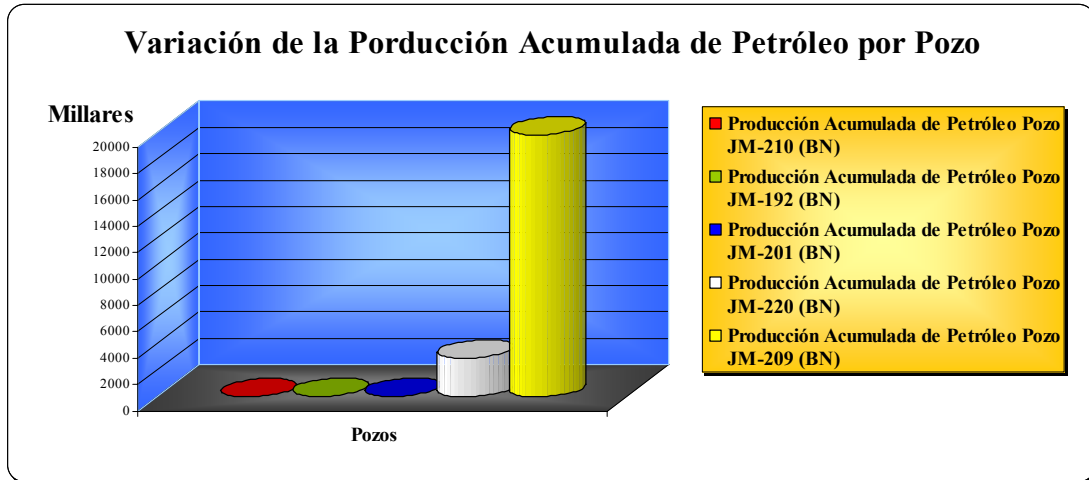


Gráfico 5.31. RGP del Hidrocarburo en la Arena SJ-A/JM-99.

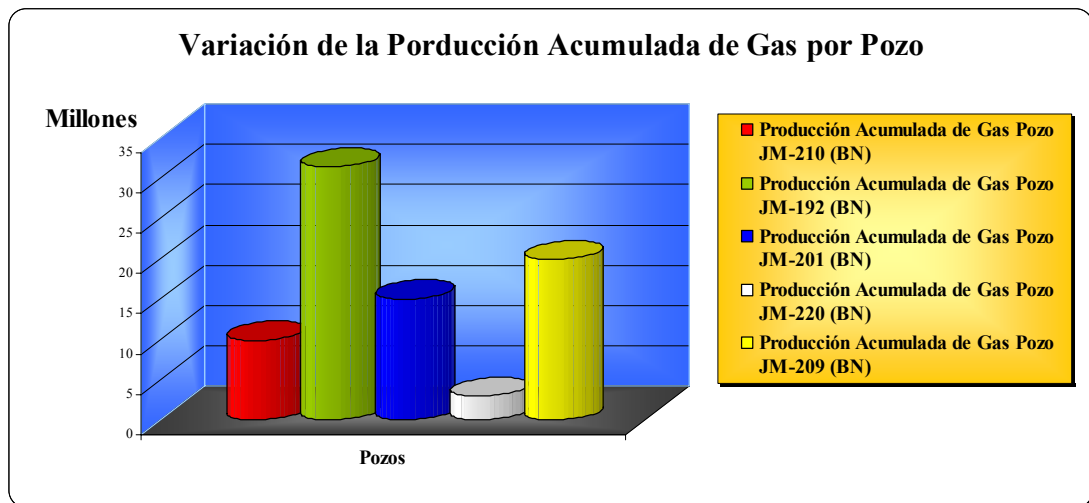
De acuerdo a los valores de gravedad API de la prueba realizadas a cinco (5) pozos que interceptan a la arena SJ-A tienen un rango de 38,6° y 45,6° API, manteniendo un promedio de 41,48° API por lo que se clasifica el yacimiento del tipo condensado ( $^{\circ}\text{API}>40$  Gas Condensado, establece McCain para la clasificación de yacimientos), además los valores de RGP en todos los pozos superan los 3200 PCN/BN que confirma su clasificación. El yacimiento esta constituido composicionalmente por fracciones mas livianas e intermedias del gas condensado cercanos a los pozos JM-192 y el JM-210 (este último pozo se esta estudiando en el proyecto), mientras que las fracciones mas pesadas se encuentran cercanas a los pozos JM-201, JM-220 y JM-209.

De acuerdo al mapa Isópaco-Estructural realizado la arena corresponde a un yacimiento de gas condensado de grandes dimensiones, se encuentra limitado al Este y Oeste por un Contacto Condensado Agua Original (CCAO) @ - 9980' (est), mientras que al Norte y al Sur limita por una Falla Normal de dirección SurOeste-NorEste. Actualmente esta arena cuenta con un nivel energético de 891 lpc tomada en el pozo JM-202 a través de un BHP/BHT el 20 de Mayo de 2010.

➤ Variación de la Producción Acumuladas de Fluidos en la Arena SJ-A/JM-99

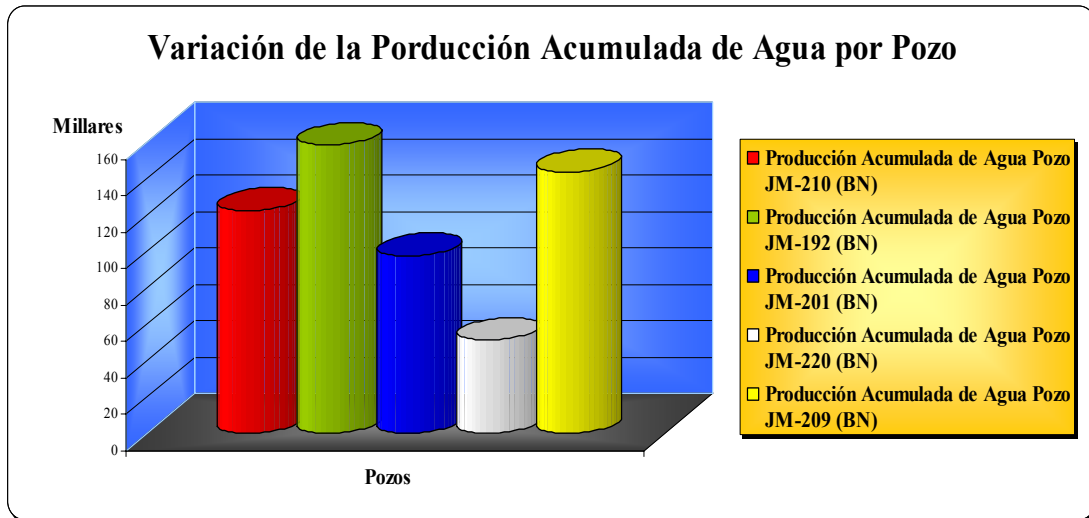


**Gráfico 5.32. Variación de la Producción Acumuladas de Petróleo por Pozo en la Arena SJ-A/JM-99.**



**Gráfico 5.33. Variación de la Producción Acumuladas de Gas por Pozo en la Arena SJ-A/JM-99.**

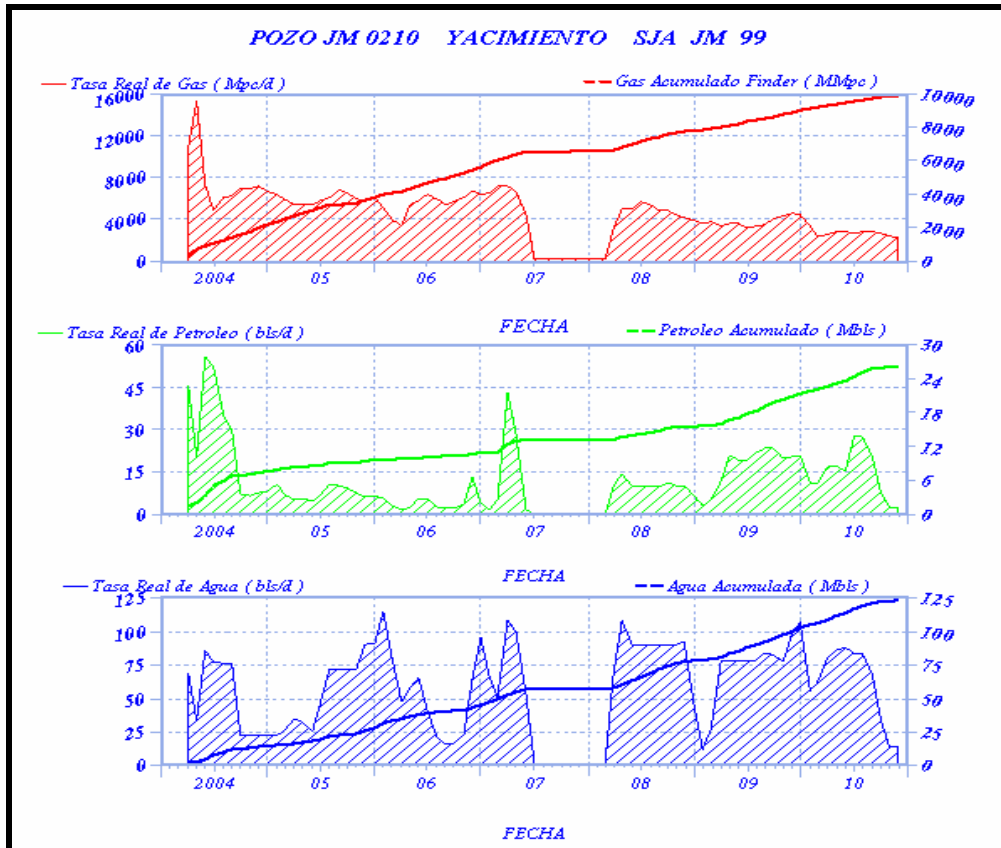




**Gráfico 5.34. Variación de la Producción Acumuladas de Agua por Pozo en la Arena SJ-A/JM-99.**

La producción acumulada de petróleo es muy baja para el pozo JM-210 e igual comportamiento registraron los pozos JM-192 y JM-201 en comparación con el resto de los pozos, por lo que se deduce que esta zona a pesar de una considerable producción acumulada de gas y petróleo, existe una alta producción de agua en donde el pozo JM-210 registró la mayor cantidad. Esto indica que el agua proveniente del acuífero se está canalizando y con el tiempo se está produciendo en mayor cantidad, afectando la producción de gas y petróleo.

- Histórico de Producción en el Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).



**Gráfico 5.35. Comportamiento Productivo del Pozo JM-210 en la Arena S-JA (Yacimiento JM-99).**

La arena SJ-A perteneciente al yacimiento JM-99 inició su producción en el 2004 con tasas cercanas de 16000 MPCND de gas, 45 BND de petróleo y valores superiores a los 50 BN de agua, por lo que indica que el hidrocarburo se encontraba por debajo de su punto de rocío. Como se observa en el histórico de producción hasta el año 2007 esta arena ha disminuido progresivamente la producción de gas y petróleo, se presume que el agua del acuífero en el yacimiento se canalizó hacia los pozos, que

por su buena movilidad tiende a producirse con mayor facilidad, dejando gran parte del petróleo y gas condensado en el reservorio. Para el año 2007 se observa que se cerraron los pozos con el objetivo de estabilizar las producciones, luego de ocho meses se abrieron a producción, incrementándose la producción de agua a valores superiores de 100 BND, 4000 MPCD de gas y 15 BN de Petróleo y mantiene un comportamiento descendente en la producción de gas y ascendente la de petróleo, manteniéndose constante la producción de agua. Es por ello, que se le recomendó al pozo JM-210 aplicar un sistema Coiled Gas Lift 2-3/8” a través de la tubería monobore 5-1/2” en la arena SJ-A para así aumentar la producción de condensado, sin embargo hay que tomar en cuenta que el pozo JM-210 posee una de las mas altas producción acumulada de agua por lo que va a tender a tener altos cortes de agua e igualmente puede afectar su producción de hidrocarburos, por esta razón en el pozo JM-210 para la fecha del 29 y 30 de Septiembre de 2010 se le realizó un desalojo de líquido en el pozo (Apéndice A-8.1).

➤ Reservas Asociadas (Actualizadas hasta Noviembre 2010) en la Arena SJ-A/JM-99.

De acuerdo a las reservas asociadas estimadas en Noviembre 2010 (Tabla C-15), cuenta con reservas recuperables de 1554,6 MMMPCN y 23596,2 MBN de gas y líquido respectivamente, se tiene una producción acumulada de 714,004 MMMPCN de gas y 4898,607 MBN de petróleo y las reservas remanentes en el yacimiento se cuantifican en 840,6 MMMPCN de gas y 18697,5 MBN de petróleo.

➤ Propiedades Petrofísicas en la Arena SJ-A /JM-99 y Presión de Formación.

**Tabla 5.8. Propiedades Petrofísicas en la Arena SJ-A/JM-99 y Presión de Formación.**

$\phi_{prom}$ (Porcentaje)	$K_{prom}$ (mD)	Rt (oh-m)	$P_{ws}$ (Lpc)	$T_{ws}$ (Lpc)
14	95	300	891	279

**Nota:** Información suministrada por PDVSA Gas.

El pozo JM-210 se encuentra bien ubicado estructuralmente con buenas propiedades electrográficas, presenta de acuerdo a la tabla superior una resistividad alrededor de los 300 oh-m, con una porosidad ponderada por espesor de 14 % que se corresponde a una porosidad buena y con una muy buena permeabilidad de 95 md, lo que indica que el yacimiento posee un gran potencial tanto para el almacenaje de hidrocarburos como para que estos tengan facilidades de desplazamiento hasta su producción. Sin embargo, la presión de formación de 891 lpc clasifica al yacimiento de baja presión y mantiene una temperatura de 279 °F, por lo que se le debe aplicar un levantamiento artificial para incrementar así su producción de hidrocarburos.

**5.2.4. Comparación de las Formulaciones de las Emulsiones Inversas Reversibles Usadas en el Distrito Gas Anaco.**

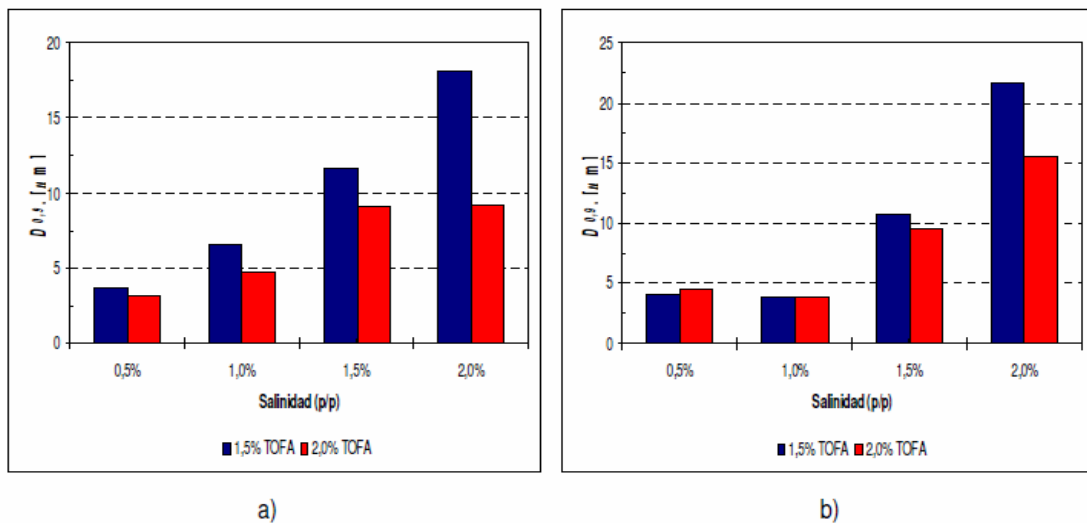
La formulación de la emulsión inversa reversible como fluido de completación que utiliza PDVSA Gas en el Área Mayor de Anaco es catalogada estándar para ser aplicada en los pozos que se estén completando o re-acondicionando. Existen formulaciones importadas que por exclusividad de la empresas trasnacionales y los

altos costos para su preparación se hace una tarea imposible de preparar, sin embargo PDVSA Gas suministró la formulaciones que anteriormente eran compradas a estas empresas para la preparación la emulsión inversa reversible con La TOFA Importada y la emulsión directa con Tecnología INTEFLOW®. Actualmente en los trabajos de perforación y terminaciones de pozos que se desarrollan en el Área Mayor de Anaco se está aplicando un nuevo sistema de emulsión inversa reversible llamada “Nuevo Sistema TOFA o TOFA Nacional”. Ésta formulación desarrollada por PDVSA Intevep en conjunto a CVG, quienes descubrieron la preparación de la formulación con capacidad de mantener las propiedades reológicas cuando se exponen a mayores concentraciones de KCL y elevadas temperaturas en comparación cuando se utiliza la Tecnología INTEFLOW® y La TOFA Importada. El Nuevo Sistema TOFA es producido en Venezuela representando una independencia del surfactante TOFA Importada por las empresas trasnacionales y ahorro económico para la preparación de dicha formulación. Sin embargo, también PDVSA Intevep mantiene esta formulación de manera confidencial, pero se obtuvo información acerca de pruebas de laboratorios realizadas a través de esta empresa en el 2008 para la preparación de la formulación y el comportamiento de las propiedades reológicas. Es importante destacar que PDVSA Intevep suministra la misma formulación de la emulsión inversa para las completaciones, por lo tanto, en los pozo en estudio de este proyecto (RG-239, RG-280 y JM-210) donde se tiene pautado por la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Gas Anaco utilizar TOFA para el re-acondicionamiento en el año 2011, se aplicó la misma formulación, la única variante presentada fue el cambio de la densidad y la relación agua/aceite por los problemas que presentaron los pozos, pero este punto se discutirá mas adelante.

### 5.2.4.1. Formulación de Emulsión Inversa Reversible con el Nuevo Sistema TOFA.

De acuerdo al sistema seleccionado por PDVSA Intevep para la formulación de emulsiones con potencial de uso como fluido de completación de pozos es DIESEL - TOFA - ÁLCALI -AGUA, donde el álcali empleado corresponde a una alcanolamina de bajo peso molecular (monoetanolamina, MEA), y usando diferentes concentraciones de KCl en la fase acuosa y una relación agua/aceite (WOR) de 30/70 y 40/60 (p/p).

➤ Diámetro de gota en función de la concentración de KCL.



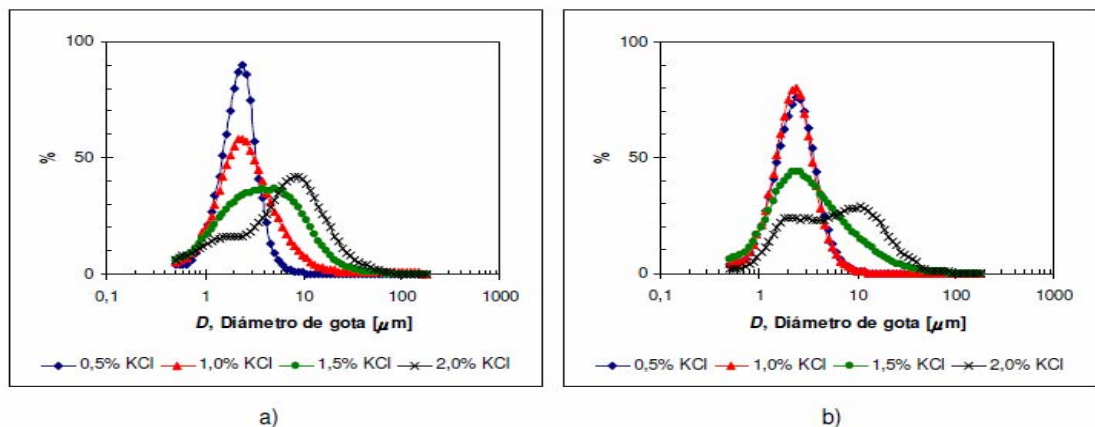
**Gráfico 5.36. Diámetro de Gota en Función de la Concentración de KCL para las Emulsiones Activadas con 0,5% de MEA: a) WOR 30/70, b) WOR 40/60.**

En la preparación de la emulsión inversa reversible se utilizó dos casos de relación agua y aceite en donde se incrementaba el porcentaje de TOFA y la salinidad de la misma. Los resultados obtenidos demuestran que cuando se utiliza menor porcentaje de TOFA tanto para un WOR 30/70 como para un 40/60 (p/p) el tamaño de gota

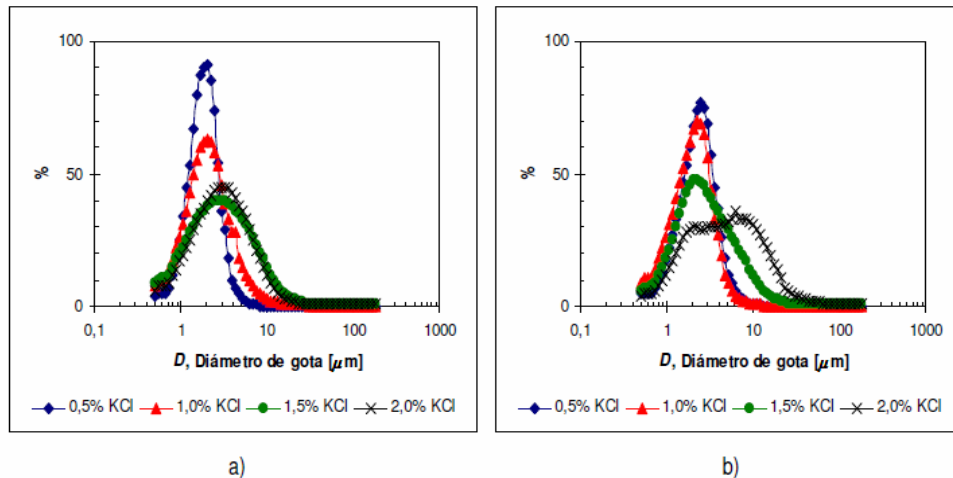
incrementa, lo contrario ocurre cuando se utiliza mayor concentración de TOFA que disminuye dicho tamaño. Esto es debido a que la TOFA por ser un surfactante impide que las gotas de diesel se unan y floclen el sistema, por ello al existir mayor concentración de esta, mayor es la cantidad de surfactante que van cubrir cada gota e impedirán que se junten y logre mayor emulsificación del sistema. Lo contrario ocurre si existe menor concentración del surfactante, la sal (K<sup>+</sup>) neutraliza los iones carboxilatos (A<sup>-</sup>) y permite que se unan las gotas ocasionando un aumento el tamaño tratando de floclular el sistema.

Sin embargo, Los resultados obtenidos en cuanto a diámetro de gota se puede observar que en los dos casos el sistema es óptimo para formar emulsiones de fase continua agua O/W, ya que se logra dispersar o emulsionar el aceite con diámetros de gota bajos, los cuales se encuentran en el rango comprendido para las emulsiones (aproximadamente desde 1 hasta 20 micras).

➤ Curva de Distribución de Diámetro de Gota en Función de la Concentración de KCL.



**Gráfico 5.37. Curva de Distribución de Diámetro de Gota en Función de la Concentración de KCL (1,5% TOFA - 0,5% MEA): a) WOR 30/70, b) WOR 40/60.**

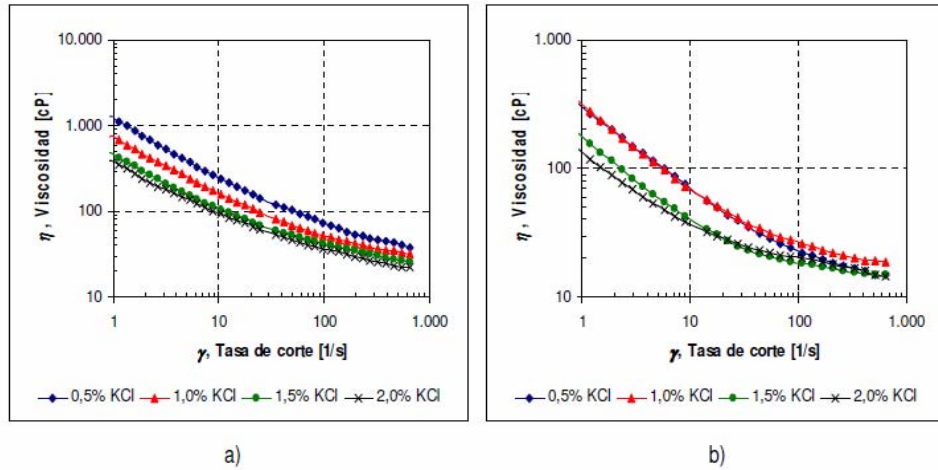


**Gráfico 5.38. Curva de Distribución de Diámetro de Gota en Función de la Concentración de KCL (2,0% TOFA -0,5% MEA): a) WOR 30/70, b) WOR 40/60.**

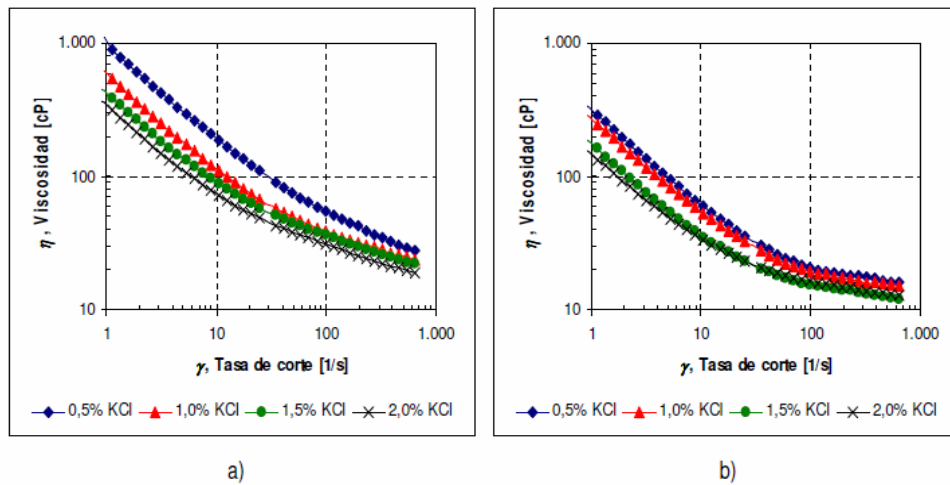
En la grafica del tamaño de la gota con el incremento de KCL demuestra que, cuando se mantiene constante la concentración de TOFA y MEA, la gota de aceite tiende a ser de mayor diámetro a medida que aumenta la concentración de KCL y la relación O/W. Esto es debido a que al incremento de KCL en el sistema, ocurre un acercamiento entre las gotas de aceite y al existir mayor relación O/W esta actividad aumenta ocasionando coalescencia y un aumento del tamaño de la gota de diesel. Sin embargo, se observa que cuando se asciende la concentración de TOFA en ambas relaciones O/W los diámetros de gotas disminuyen, esto es producto de que con el tiempo la tensión interfacial entre la fase acuosa y la oleica se reducen y terminan dividiéndose, y al existir mayor concentración de TOFA por ser un surfactante va cubrir la superficie de cada gota hasta mantenerlas con una distancia acorde para que no se vuelvan a unir, manteniendo estable la emulsión inversa.



➤ Perfil reológico en función de la concentración de KCL.



**Gráfico 5.39. Perfil Reológico en Función de la Concentración de KCL (1,5% TOFA - 0,5% MEA): a) WOR 30/70, b) WOR 40/60.**



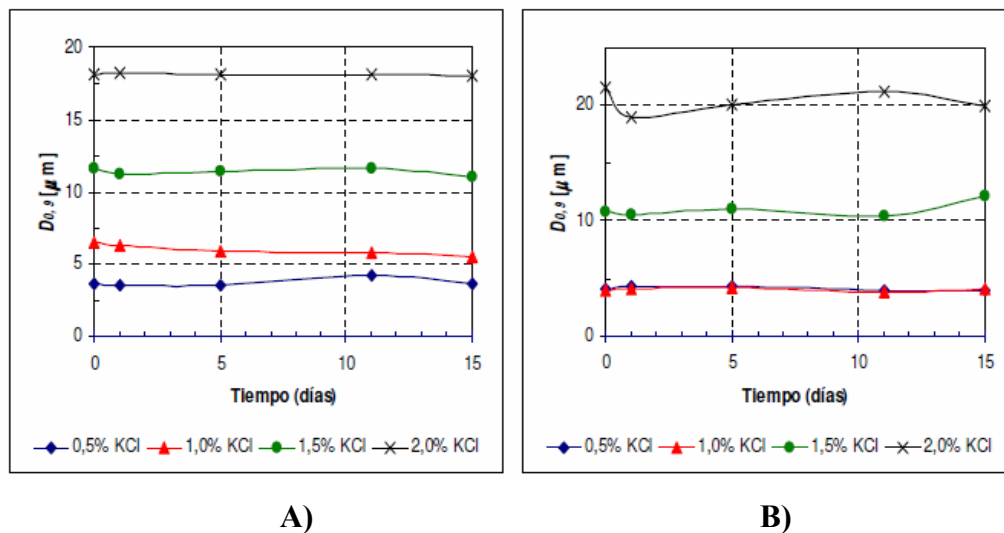
**Gráfico 5.40. Perfil Reológico en Función de la Concentración de KCL (2,0% TOFA - 0,5% MEA): a) WOR 30/70, b) WOR 40/60.**

En la grafica se obtuvo que al incrementar la concentración de KCL el diámetro de gota aumenta, y por tanto disminuye el acercamiento y las interacciones entre las gotas de aceite dispersas, lo cual promueve que la viscosidad se reduzca. Sin embargo, al incrementar la relación O/W se obtendrán valores de viscosidad mucho menores, que no es afectada por el aumento de la concentración de TOFA, por lo tanto, se dice que la Emulsión Inversa Reversible es estable con el tiempo.

#### 5.2.4.2. Pruebas de Estabilidad Estática.

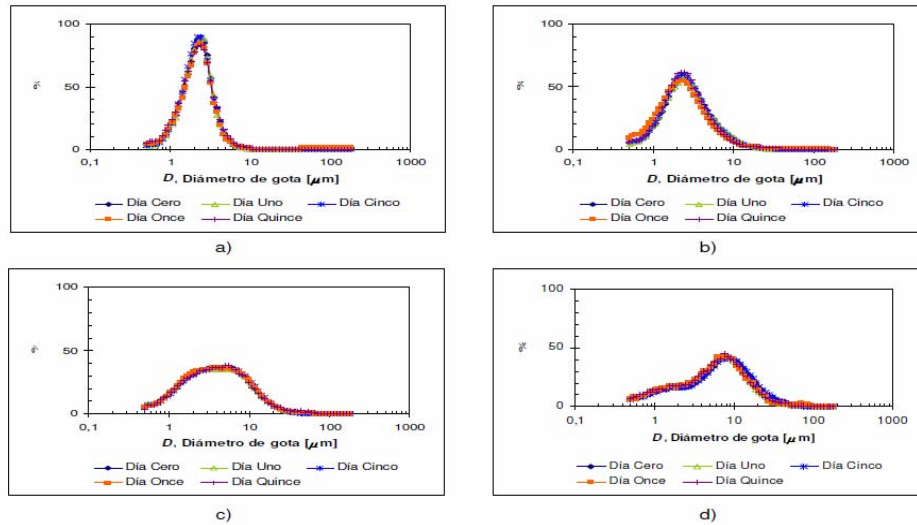
Para preparar una emulsión inversa reversible, las formuladas se almacenaron a 40 °C durante 15 días para estudiar su estabilidad estática, en este punto se le hace un análisis periódico del tamaño de la gota y realización de los ensayos reológicos.

#### ➤ Diámetro de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento.

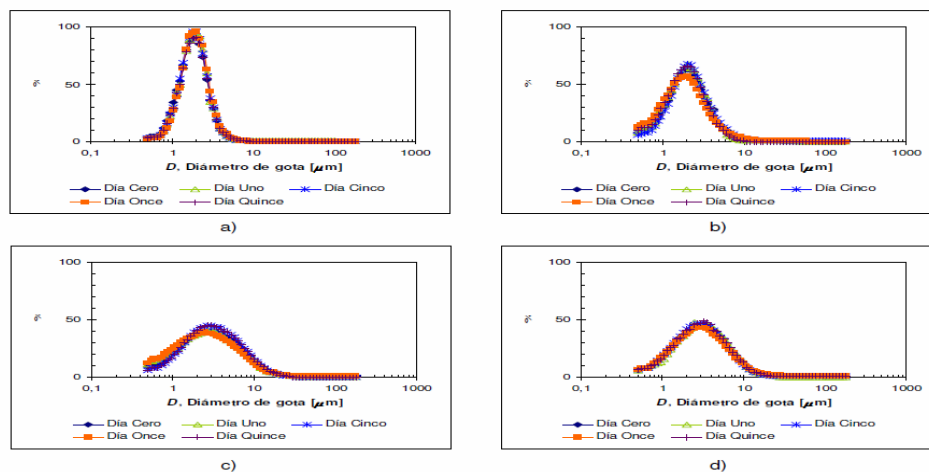


**Gráfico 5.41. Diámetro de gota  $D_{0,9}$  en Función del Tiempo de Almacenamiento para las Emulsiones Estabilizadas con 1,5% de TOFA y Activadas con 0,5% de MEA: a) WOR 30/70, b) WOR 40/60.**

➤ Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento

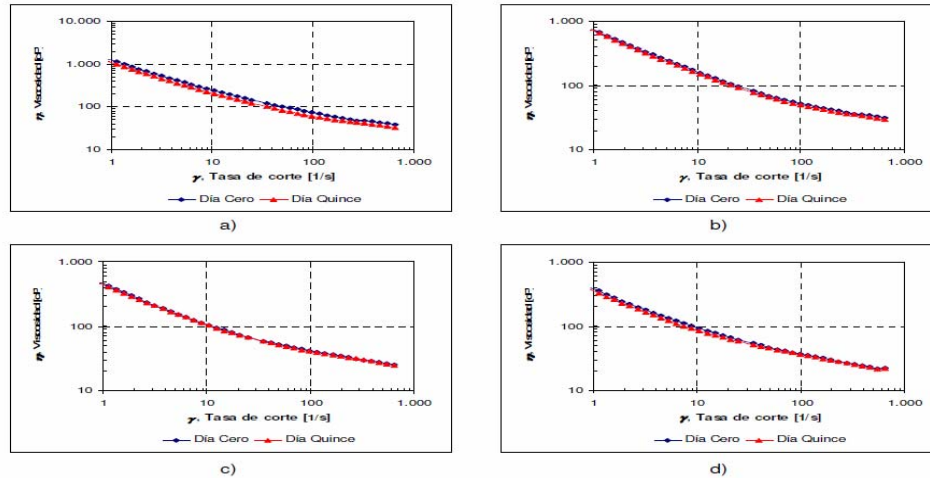


**Gráfico 5.42. Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**

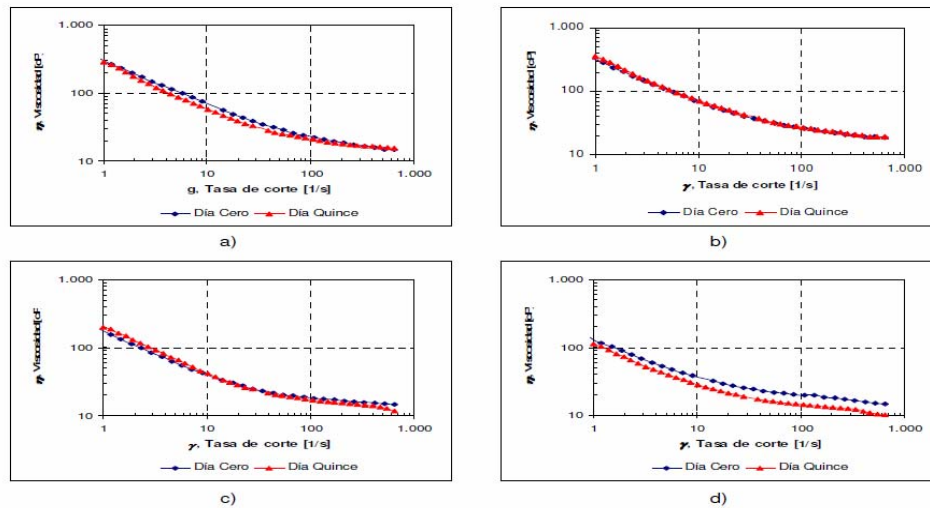


**Gráfico 5.43. Curva de Distribución de Tamaño de Gota en Función del Tiempo de Almacenamiento para la Formulación WOR 40/60 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**

➤ Perfil reológico en función del tiempo de almacenamiento



**Gráfico 5.44. Perfil Reológico en Función del Tiempo de Almacenamiento para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**



**Gráfico 5.45. Perfil Reológico en Función del Tiempo de Almacenamiento para la Formulación WOR 40/60 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**

Se puede observar que todas las emulsiones preparadas mostraron ser muy estables en el tiempo de almacenamiento (15 días), ya que prácticamente no se observó ninguna variación en el diámetro de gota y en la curva de distribución de tamaños.

➤ Valores de pH y densidad obtenidos para las emulsiones con relación WOR.

**Tabla 5.9. Valores de pH y densidad obtenidos para las emulsiones con relación WOR 30/70 y 40/60, estabilizadas con 1,5% y 2,0% de TOFA y activadas con 0,5% de MEA.**

[KCl]	Día	1,5% TOFA						2,0% TOFA					
		WOR 30/70			WOR 40/60			WOR 30/70			WOR 40/60		
		pH	Densidad, $\rho$		pH	Densidad, $\rho$		pH	Densidad, $\rho$		pH	Densidad, $\rho$	
		[g/cm <sup>3</sup> ]	[g/cm <sup>3</sup> ]	[lpg]		[g/cm <sup>3</sup> ]	[lpg]		[g/cm <sup>3</sup> ]	[lpg]		[g/cm <sup>3</sup> ]	[lpg]
0,5%	0	10,17	0,89	7,43	10,03	0,89	7,41	9,90	0,89	7,43	9,90	0,89	7,43
	15	10,15			9,95			9,93			9,92		
1,0%	0	10,29	0,90	7,49	9,98	0,89	7,43	9,91	0,90	7,49	9,91	0,90	7,49
	15	10,23			9,82			9,89			9,94		
1,5%	0	10,27	0,90	7,51	9,94	0,89	7,44	9,97	0,90	7,51	9,97	0,90	7,51
	15	10,20			9,87			9,95			9,90		
2,0%	0	10,27	0,91	7,57	9,96	0,90	7,48	9,90	0,91	7,57	9,90	0,91	7,57
	15	10,22			9,95			9,94			9,93		

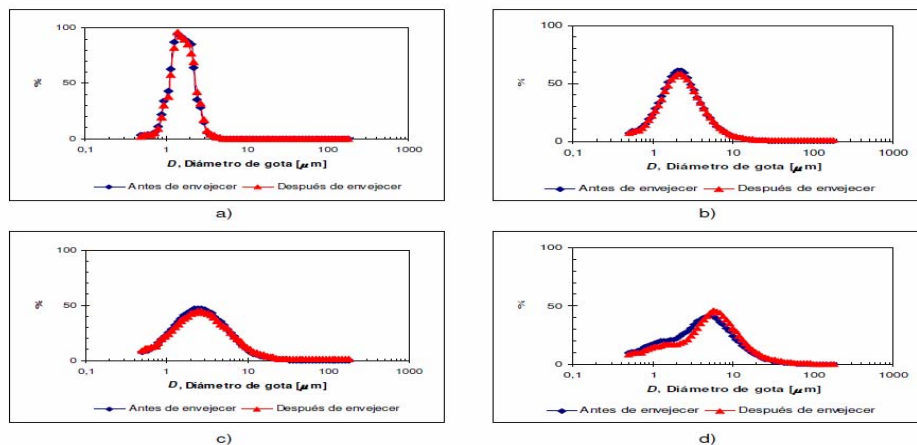
En la tabla superior se puede observar que los valores de pH obtenidos se encuentran en el rango aceptable para este tipo de fluidos [14-15], con lo cual se pudiera garantizar la disminución de algún daño por corrosión en las tuberías durante las operaciones. También se puede notar que los valores de densidad no son muy altos y que no varían significativamente con la concentración de sal. Estos resultados indican que el fluido debe ser empleado en yacimientos de baja presión cuya columna

hidrostática requiera rangos de densidad entre 7,40 y 7,60 lpg (0,89 - 0,91 g/cm<sup>3</sup>). Por lo tanto, concuerda con los yacimientos de baja presión interceptados por los pozos RG-239, RG-280 y JM-210 en el Area Mayor de Anaco y puede aplicarse la emulsión inversa reversible como fluido de completación utilizando TOFA como surfactante.

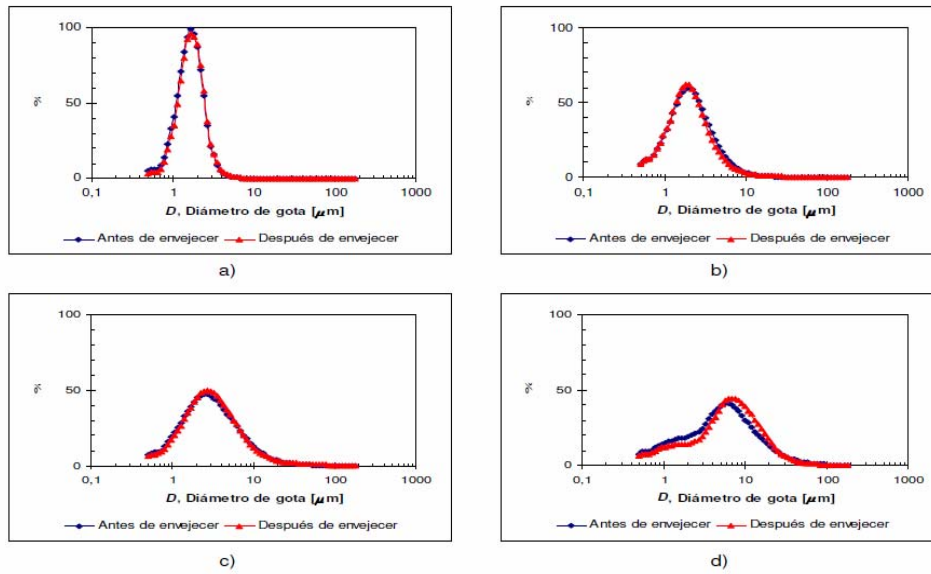
### 5.2.4.3. Pruebas de Estabilidad Dinámica.

En esta prueba se analizó la estabilidad dinámica envejeciendo del fluido durante 16 horas a elevadas temperaturas y sometiendo a un movimiento rotatorio continuo de baja intensidad e igualmente se le realiza un análisis periódico del tamaño de la gota y realización de los ensayos reológicos.

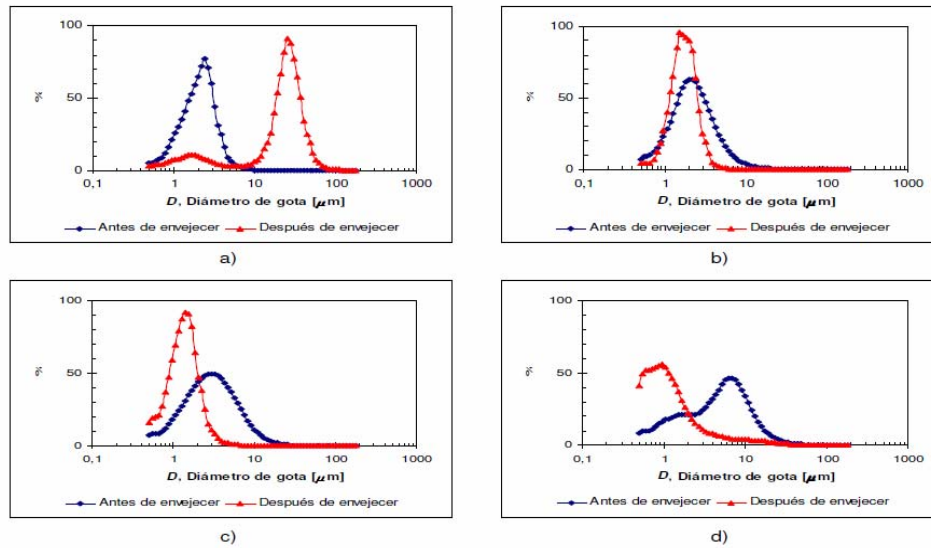
- Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer.



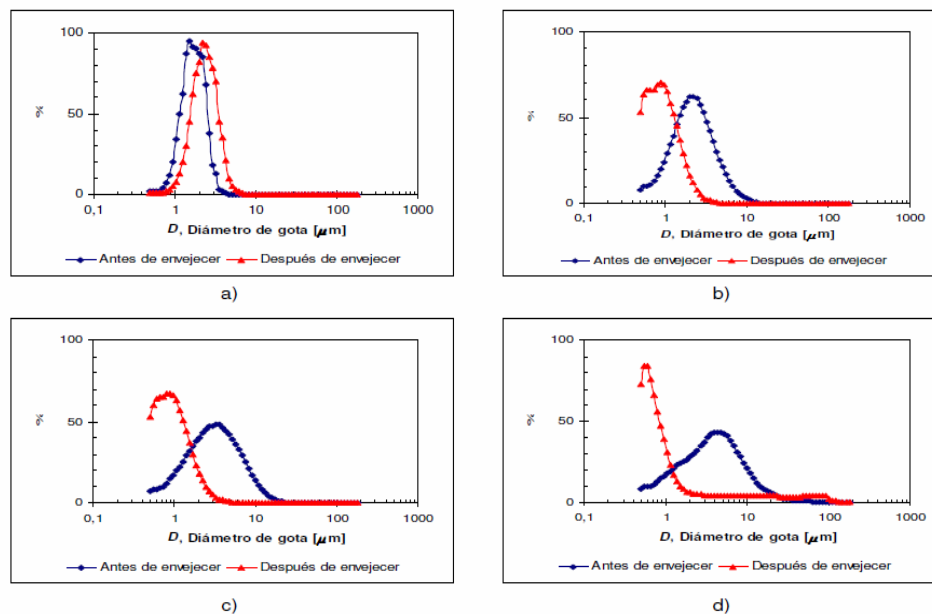
**Gráfico 5.46. Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA:**  
**a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**



**Gráfico 5.47. Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 250 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**



**Gráfico 5.48. Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 300 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**



**Gráfico 5.49. Curva de Distribución de Tamaño de Gota Antes y Después de Envejecer a 350 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**

Las curvas de distribución de diámetro de gota de las emulsiones formuladas se mostradas en la parte superior, se puede observar que al incrementarse la concentración de KCL, la curva de distribución de tamaño de gota se hace más polidispersa. En este sentido, el desplazamiento de las curvas de distribución hacia la derecha corrobora el incremento del diámetro de gota, esto es debido a que cuando se le añade KCL, los iones  $K^+$  penetran la doble capa eléctrica de las gotas de aceite dispersas que se encuentran rodeadas por una capa de iones carboxilato (sales de TOFA) con su carga negativa, y otra capa de la MEA protonada rodeando dichas cargas. Cuando es penetrada por los iones  $K^+$  neutraliza la carga neta negativa (Iones Carboxilato,  $AO^-$ ) y permite un acercamiento efectivo entre las gotas y provoca el fenómeno de floculación y coalescencia entre las mismas, y por consiguiente, un



incremento del diámetro de gota final en la emulsión. Esto puede generar rompimiento de la estabilidad de la emulsión, haciéndola menos efectiva a mayores concentraciones de KCL.

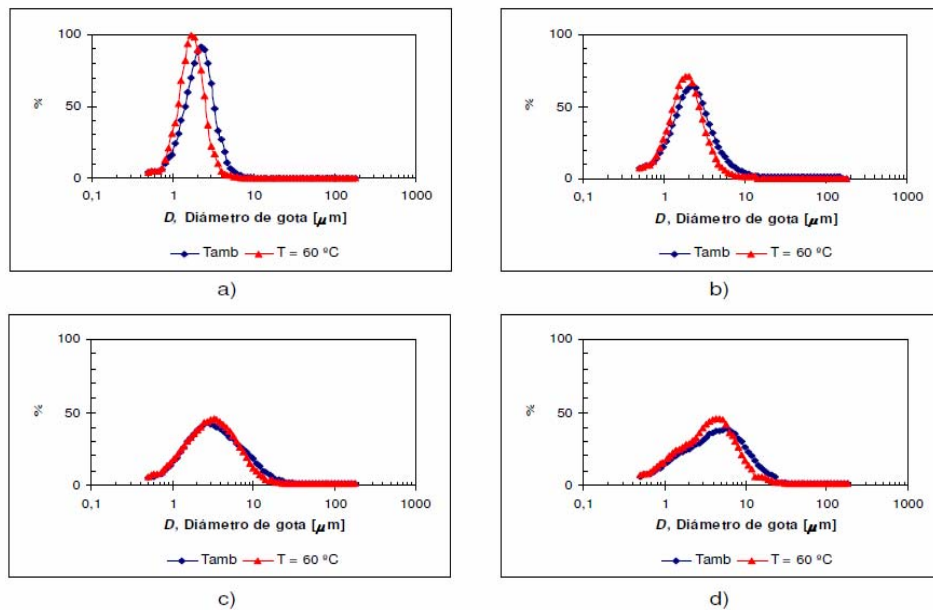
Cuando se expone la emulsión inversa reversible a concentraciones de 2,0 lpb KCL, la cual generó unos de los mayores tamaños de gota registradas (antes de envejecer tenía 12,70 micras y después de envejecer 13,97 micras sometido a una temperatura de 200 °F), se observa que el diámetro de la gota tiende a disminuir con el aumento de la temperatura (antes de envejecer tenía 11,66 micras y después de envejecer 4,19 micras sometido a una temperatura de 300 °F), lo que quiere decir que el nuevo sistema TOFA se vuelve mas eficiente con altas temperaturas y la alta concentración de sal no va a tender a flocular el sistema, esto en comparación cuando se tiene bajas temperaturas y altas concentraciones de KCL que puede flocular dicho sistema. Sin embargo, se puede decir que las emulsiones formuladas por lo general son estables frente al fenómeno de coalescencia

La disminución del diámetro de gota observado en las pruebas de envejecimiento realizadas a 300 y 350 °F es un indicativo de que el fluido emulsionado antes de envejecer se encontraba en una situación de no equilibrio en cuanto a la cantidad de surfactante y su sal que pueden difundir a la interfase DIESEL/AGUA y permanecer adsorbido en ella. Pareciera que en la emulsión existe una concentración importante de moléculas de surfactante disponible en la fase dispersa (DIESEL) o en la fase continua (AGUA), la cual puede continuar adsorbiéndose en ella. Cuando la temperatura se incrementa a 300 y 350 °F, en un sistema que se encuentra bajo una condición dinámica durante cierto período de tiempo, probablemente se promueve el proceso de difusión de surfactante hacia la interfase, y con ello, la adsorción de mayor cantidad de surfactante en la misma, para así disminuir la tensión interfacial del sistema y en consecuencia favorecer la

disminución del diámetro de gota. Uno de los argumentos que pueden explicar la causa de la ocurrencia de este fenómeno se encuentra en que cuando la temperatura aumenta a 300 y 350 °F, la velocidad de difusión de la TOFA hacia la interfase se pudiera incrementar, así como también la velocidad de reacción en la ionización de los ácidos carboxílicos presentes en la TOFA también pudiera aumentar y con esto promover la formación de mayor cantidad de sales de carboxilato (Ao-), los cuales facilitan la disminución de la tensión interfacial en el sistema. Sin embargo, se observa que el efecto de la temperatura está asociado principalmente con la concentración de KCL disuelta en la fase acuosa de la emulsión, ya que se pudo evidenciar que cuando la temperatura se incrementa a 300 y 350 °F, el diámetro de gota disminuye para las concentraciones de KCL evaluadas. En este sentido, cuando el surfactante reacciona con la MEA en la interfase DIESEL/AGUA, una fracción de los carboxilatos formados se desorben a la fase acuosa (dependiendo de su peso molecular), y los demás permanecen adsorbidos en la interfase, ya que la misma siempre se encuentra bajo un proceso dinámico, al igual que todo el sistema emulsionado. Al incrementarse la temperatura, las moléculas de carboxilato o surfactante disueltas en la fase acuosa pueden sufrir un proceso de desolvatación, ya que se puede promover aún más la competencia entre las moléculas de surfactante y los iones  $K^+$  y  $Cl^-$  por las moléculas de agua, donde ganan estos últimos. Este proceso origina una pérdida de solubilidad en agua de las moléculas de surfactante, con la consecuencia de que se favorece su expulsión de la fase acuosa hacia la interfase, cuyo efecto probablemente sea más notable cuando se incrementa la temperatura. Esto es lo que se conoce como “El Efecto Salting-out”, el cual es más pronunciado cuando la concentración de KCL en el sistema es mayor.

➤ Curva de distribución de tamaño de gota para la prueba de formación a diferentes temperaturas.

Con la finalidad de tener más datos sobre el efecto de la temperatura en el sistema emulsionado, se hizo una prueba con la formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA para todo el intervalo de concentración de sal evaluado, donde el proceso de formación de la emulsión se realizó a 60 °C (140 °F). Los resultados obtenidos en cuanto al diámetro de gota  $D_{0,9}$  y su comparación con el proceso de formación a temperatura ambiente (22 °C aproximadamente) se presentan en la Tabla 11. Adicionalmente, en la Fig. 20 se muestra la curva de distribución de tamaño de gota obtenida para la formación a una temperatura de 60 °C, y su comparación cuando la formación se hizo a temperatura ambiente.

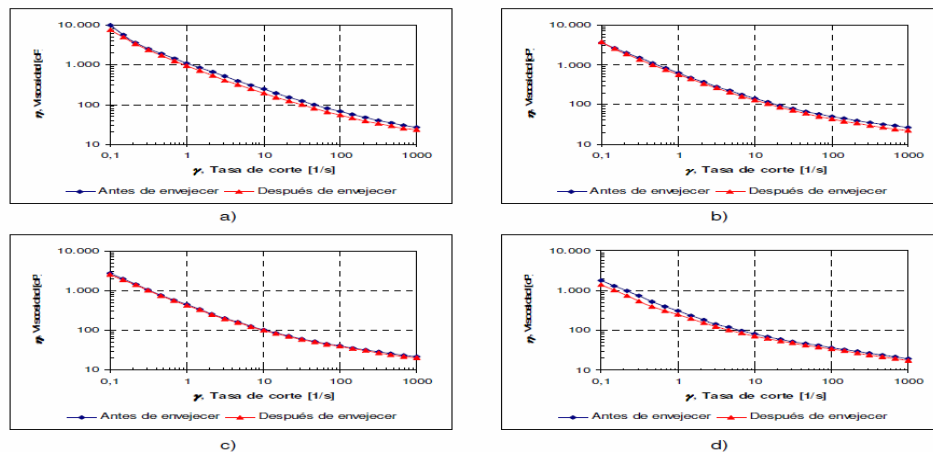


**Gráfico 5.50. Curva de Distribución de Tamaño de Gota para la Prueba de Formación a Diferentes Temperaturas: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0%**

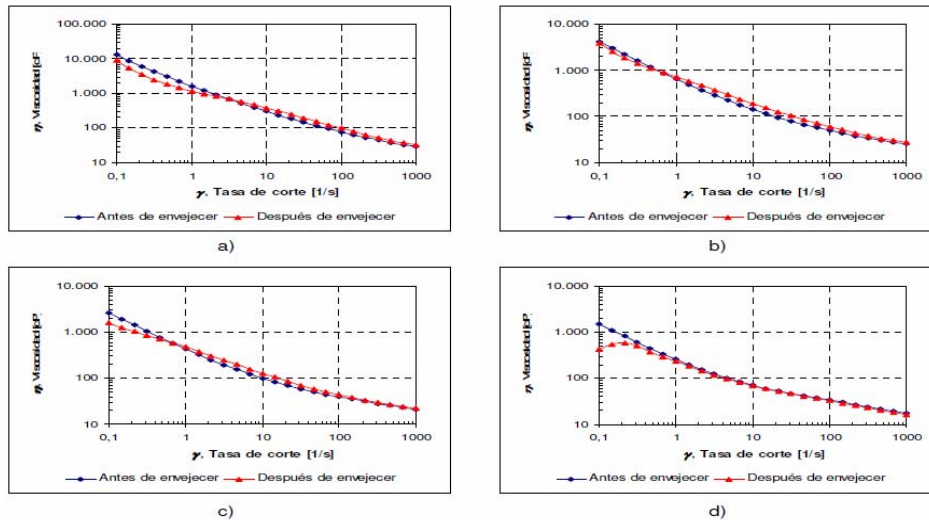
**KCL.**

En la Fig. 20 se puede observar un leve desplazamiento de la curva de distribución hacia tamaños de gota más pequeños cuando la formación de la emulsión se hizo a una temperatura de 60 °C, en comparación con la formación a temperatura ambiente. Además, en la Tabla E-2 se puede evidenciar una disminución notable del diámetro de gota en las formulaciones que contienen 1,5% y 2,0% de KCL, en comparación cuando las emulsiones se formaron a temperatura ambiente. Estos resultados se pueden explicar de igual manera con los argumentos dados anteriormente para comprender el fenómeno que ocurría cuando se realizaba el envejecimiento de los fluidos emulsionados a 300 y 350 °F, pero lo más significativo de los resultados presentados es que se logra demostrar que el sistema emulsionado, en presencia de KCL, es sensible al incremento de la temperatura en condiciones dinámicas, encontrándose un efecto positivo en la disminución del diámetro de gota, sobre todo para concentraciones de KCL entre 1,5% y 2,0% (p/p).

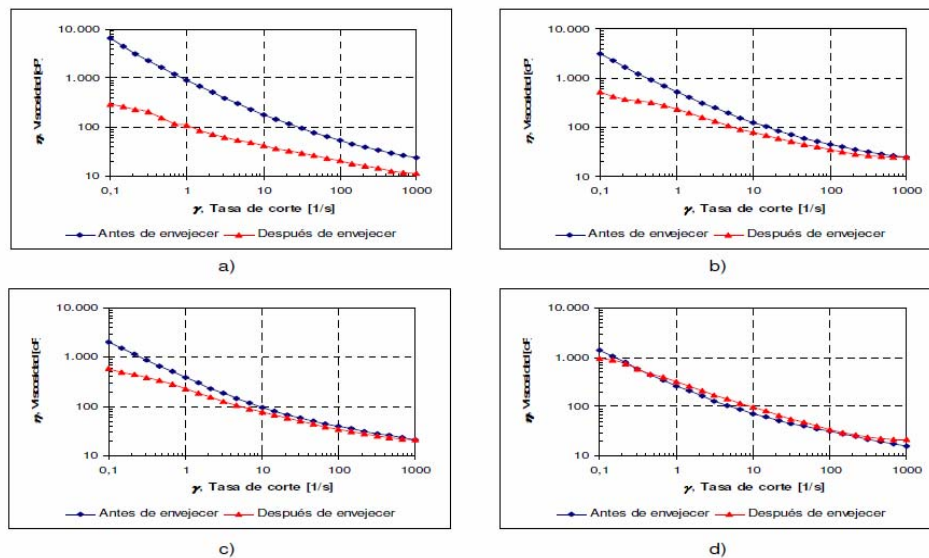
- Perfil reológico antes y después de envejecer con el incremento de la temperatura para la formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA.



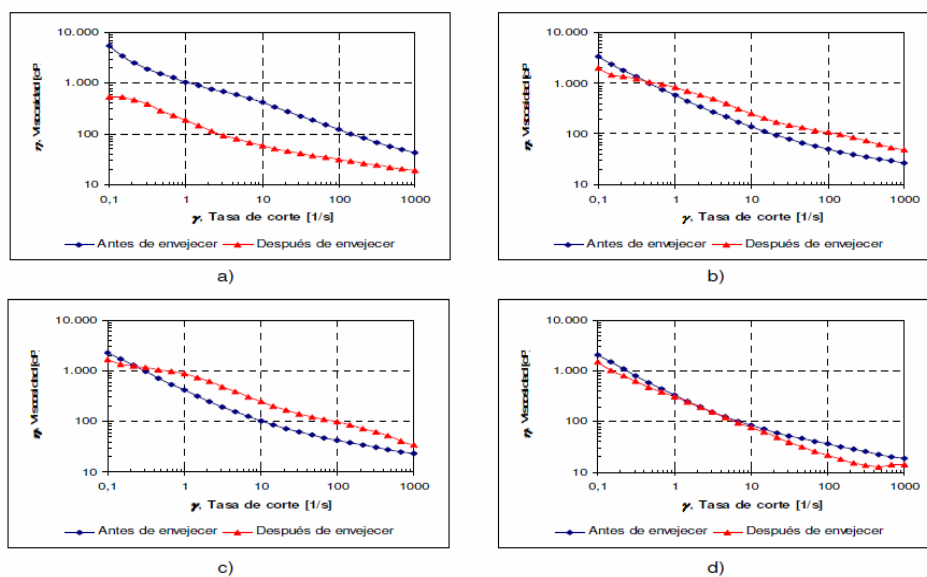
**Gráfico 5.51. Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 200 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**



**Gráfico 5.52. Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 250 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**



**Gráfico 5.53. Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 300 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**



**Gráfico 5.54. Perfil Reológico Antes y Después de Envejecer a 350 °F para la Formulación WOR 30/70 - 1,5% TOFA - 0,5% MEA: a) 0,5%, b) 1,0%, c) 1,5%, d) 2,0% KCL.**

En el estudio del perfil reológico se observa que a menor concentraciones de sal se obtienen altos valores de viscosidades iniciales (hasta 10.000 cps para 2,0 lpb KCL y una temperatura de 200 °F), sin embargo este disminuye con el aumento de la tasa de corte, para los casos que tuvieron mayores concentraciones de KCL se registraron menores valores de viscosidades iniciales (levemente superior a los 1000 cps para 2,0 KCL y una temperatura de 350 °F), ésta formulación por lo general tuvieron el mismo comportamiento primero nombrado, hasta llegar a un promedio de 20 cps cuando llega a 10000 1/c de tasa de corte de todas las concentraciones de KCL. Esto indica como se dijo anteriormente la estabilidad de la emulsión ante el fenómeno de floculación, el cual es típico en emulsiones de alta concentración de fase dispersa.

Para el aumento de temperatura se observó que para 350 °F las concentraciones de 2,0 lpb de KCL antes y después de envejecer ocurrió un descenso

de la viscosidad (igual comportamiento cuando se vario la cantidad de sal), se registró una viscosidad inicial levemente superior a los 1000 cps y al incrementar la tasa de corte disminuyó a un promedio de 20 cps, por lo tanto, el comportamiento reológico con el incremento de la temperatura para todos los casos se mantiene similares. En el caso del fluido después de envejecer para una temperatura de 300 y 350 °F (en todo el intervalo de concentración de sal evaluado) es menos viscoso que el fluido original (antes de envejecer), a pesar de que los diámetros de gota son más bajos y las curvas de distribución de tamaño de gota más monodispersas en el fluido envejecido.

Los resultados indicaron que las emulsiones se mantienen estables en un intervalo de temperatura que va desde 200 °F hasta 350 °F; sin embargo, como las emulsiones con mayor concentración de sal presentaron una notable disminución del diámetro de gota a medida que se incrementa la temperatura, se llegó a la conclusión de que las emulsiones se encuentran fuera del equilibrio antes de envejecer, por lo cual, ante la presencia de altas temperaturas, las fases pueden continuar emulsificándose.

#### **5.2.4.3.1. Comparación de la Curva de distribución del tamaño de gota generada por la Formulación de la Emulsión Inversa Reversible utilizando como Surfactante el Nuevo Sistema TOFA y una Emulsión Directa con la Tecnología INTEFLOW®.**

##### ➤ Primera Prueba.

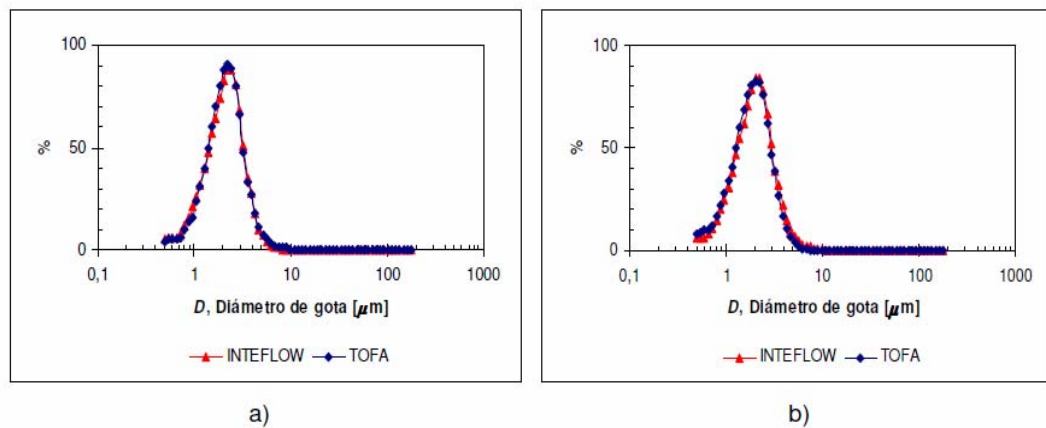
En esta prueba se muestran datos adicionales en cuanto al desempeño de la emulsión inversa reversible con la mezcla TOFA y su sal, donde el sistema reversible actúa como una emulsión directa donde el agua es la fase continua y el aceite es la fase

dispersa, por lo tanto, se comparó con otra emulsión directa formulado con la mezcla de INTEFLOW® y su sal, a fin de establecer parámetros de comparación entre ambos. En este sentido, se seleccionaron las siguientes formulaciones:

a) WOR 30/70 – 15.000 ppm TOFA – 5.000 ppm MEA – 5.000 ppm KCL  
(equivalente a 1,75 lb/bbl)

b) WOR 30/70 - 20.000 ppm INTEFLOW® - 1,0 lb/bbl KCL.

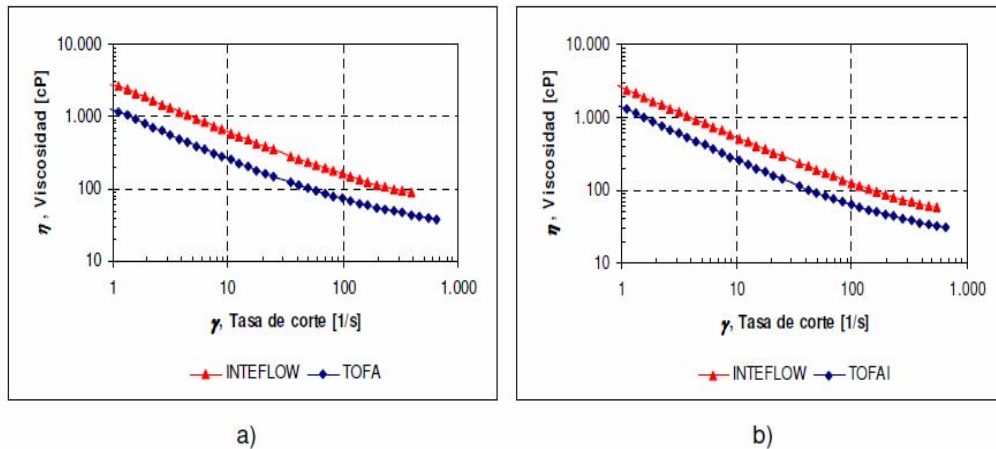
➤ Curva de distribución de tamaño de gota generado por el Nuevo Sistema TOFA con la tecnología INTEFLOW® antes y después de envejecer.



**Gráfico 5.55. Curva de distribución de tamaño de gota. Estudio comparativo del Nuevo Sistema TOFA con la tecnología INTEFLOW®: a) antes de envejecer, b) después de envejecer.**



- Perfil reológico generado por el Nuevo Sistema TOFA con la tecnología INTEFLOW® antes y después de envejecer.



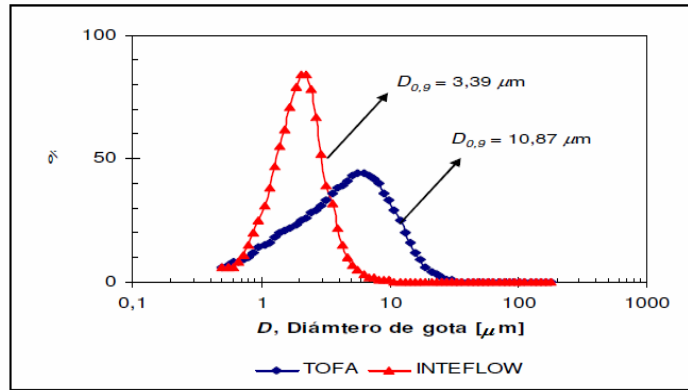
**Gráfico 5.56. Perfil reológico. Estudio comparativo con la tecnología INTEFLOW®: a) antes de envejecer, b) después de envejecer.**

En la Tabla E-3 y en las Figuras 28-29 se muestran los resultados obtenidos en el estudio comparativo, y sobre la base los resultados presentados se puede apreciar que el fluido emulsionado con la mezcla TOFA y su sal posee una estabilidad térmica y comportamiento reológico similar al que presenta la tecnología INTEFLOW®, a pesar de que dicha formulación tenga mayor cantidad de sal en el sistema y menor cantidad de aditivo surfactante que estabilice la emulsión.

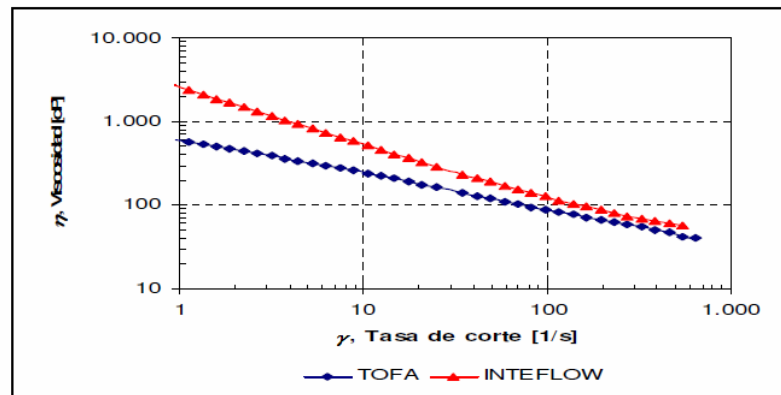
- Segunda Prueba.

En la segunda prueba se utilizó la formulación de TOFA, aceite DIESEL y una concentración de 2,0% de KCl (equivalente a 7,0 lb/bbl). En el caso de la tecnología INTEFLOW®, la formulación fue elaborada también con aceite DIESEL y una concentración de KCl equivalente a 1,0 lb/bbl, dado que es la máxima cantidad de sal que tolera el sistema.

- Curva de distribución de tamaño de gota generado por el Nuevo Sistema TOFA con la tecnología INTEFLOW®.



**Gráfico 5.57. Curva de distribución de tamaño de gota con El Nuevo Sistema TOFA y Tecnología INTEFLOW®.**



**Gráfico 5.58. Perfil reológico con El Nuevo Sistema TOFA y Tecnología INTEFLOW®.**

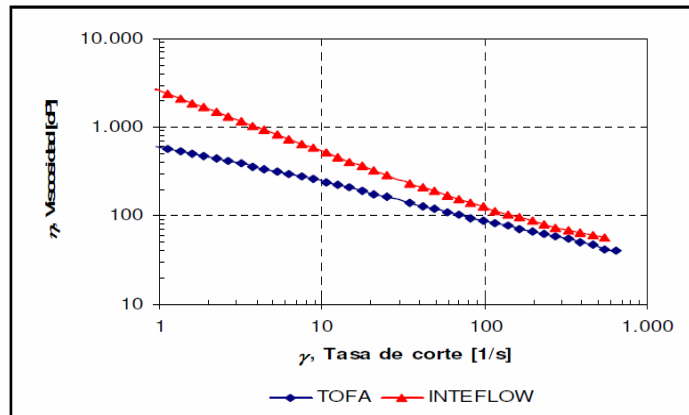
Los resultados obtenidos demuestran que utilizando el Nuevo Sistema TOFA como surfactante en la formulación de la emulsión inversa reversible genera un diámetro de gota más grande ( $D_{0,9} = 10,87 \mu\text{m}$ ) y una curva de distribución polidispersa, por cuanto existe una mayor cantidad de sal presente en el fluido porque la sal reduce la

tensión interfacial entre las gotas de aceite y el agua permitiendo así la unión de las gotas, en cambio cuando se utiliza tecnología INTEFOW® generó una gota mas pequeña ( $D_{0,9} = 3,39 \mu\text{m}$ ) que demuestra que este sistema no soporta altas concentraciones de sal y podría flocular rápidamente el sistema cuando aumenta la cantidad de esta.

La emulsión inversa reversible cuando se utiliza TOFA como surfactante, genera una doble capa eléctrica que poseen las gotas de aceite, las cuales a su vez son generadas por los iones Carboxilatos ( $\text{A}^-$ ) y las Amina Protonada ( $\text{OH-R-NH}_3^+$ ), cuando existe presencia de sal en el sistema los iones  $\text{K}^+$  penetran dicha capa y neutralizan los iones Carboxilatos causando las uniones de dichas gotas e incrementando así su tamaño (coalescencia). Sin embargo, por los estudios anteriormente explicados se sabe que cuando se somete este sistema a altas temperaturas (300 y 350 °F) produce una disminución de las gotas, se piensa que en este sistema existe suficiente iones carboxilatos en la fase acuosa que ocasiona a que se emulsifique de nuevo el sistema disminuyendo así el tamaño de las gotas. Por lo tanto, se dice que cuando se evaluó el tamaño de la gota en la gráfica el Nuevo Sistema TOFA no estaba en equilibrio porque la gota estaba muy polidispersa.

Por otro lado, cuando se utiliza la tecnología INTEFOW® las gotas de aceite tienden a ser de menor tamaño debido a que este sistema solo soporta hasta 0,5 – 1,0 lpb (máx.) de KCL en comparación con La TOFA que soporta 0,5 – 18,0 lpb de Sal. Cuando existe alta concentración de sal en el sistema puede reducir la tensión interfacial entre la fase acuosa y la fase oleica generada por el surfactante, por lo que emulsión puede perder estabilidad hasta llegar a un punto de romperse.

### 5.2.4.3.2. Comparación del Perfil reológico generado por la Formulación de la Emulsión Inversa con Nuevo Sistema TOFA y la Tecnología INTEFLOW®.



**Gráfico 5.59. Perfil reológico de la Emulsión Inversa con Nuevo Sistema TOFA y la Tecnología INTEFLOW®.**

De acuerdo a la grafica que se obtuvo la viscosidad descendió al aumentar la tasa en ambos casos, sin embargo el sistema INTEFLOW® es más viscoso que el fluido emulsionado con la mezcla TOFA y su sal, dado que este último posee un diámetro de gota más grande y una curva de distribución polidispersa, por cuanto existe una mayor cantidad de sal presente en el fluido.

Cuando se incrementa la tasa de corte antes de envejecer debe de mantener igual como los casos anteriores el mismo comportamiento descendente que describe después de envejecer, por lo que se dice que en ambos sistemas se mantienen las propiedades reológicas y prácticamente la viscosidad de ambos fluidos es casi la misma.

La literatura especializada reporta una tendencia importante en este sentido, donde se dice que cuanto menor es el tamaño de gota, la viscosidad es mayor; sin

embargo, también se dice que si la tensión interfacial de las gotas dispersas es muy baja, éstas se deforman muy fácilmente, ofreciendo muy poca resistencia al flujo cuando es sometida a un determinado esfuerzo. Esto último es probablemente lo que sucede en las emulsiones inversas reversibles cuando se utiliza el Nuevo Sistema TOFA, en virtud de que cuando se someten a altas temperaturas pareciera que se está favoreciendo la adsorción de una mayor concentración de surfactante en la interfase DIESEL/AGUA, con lo cual se favorece la disminución de la tensión interfacial hasta un valor que permite que las gotas se deformen fácilmente, alineándose de forma paralela a las líneas de flujo, para así reducir considerablemente las interacciones entre ellas y en consecuencia evitar un aumento de la viscosidad, a pesar de que el diámetro de gota disminuya.

**5.2.4.4. Datos Comparativos de la Formulación de Emulsión Inversa Reversible utilizando como Surfactante La TOFA Importada y el Nuevo Sistema TOFA (Nacional) y la Emulsión Directa Formulada con la Tecnología INTEFLOW® Aireado.**

**Tabla 5.10. Datos Comparativos de la Formulación de Emulsión Inversa y Emulsión Directa.**

Parámetro de comparación	Formulación de Emulsión Inversa Reversible		Formulación de Emulsión Directa
	Con el Surfactante de La TOFA Importada	Con el Surfactante del Nuevo Sistema TOFA (Nacional)	Con el Surfactante de la Tecnología INTEFLOW® Aireado
Concentración de Surfactante	3,0 – 5,0 lpb	3,0 – 5,0 lpb	20,0 lpb

Parámetro de comparación	Formulación de Emulsión Inversa Reversible		Formulación de Emulsión Directa
	Con el Surfactante de La TOFA Importada	Con el Surfactante del Nuevo Sistema TOFA (Nacional)	Con el Surfactante de la Tecnología INTEFLOW® Aireado
Intervalo de Tolerancia (KCl)	0,5 – 18,0 lpb	0,5 – 18,0 lpb	0,5 – 1,0 lpb (máx.)
Estabilidad Térmica	120 – 350 °F	120 – 350 °F	120 – 300 °F
Materia Prima	Importada	Nacional	CLARIANT (importada)
Rendimiento	48 bbl PRODUCTO	48 bbl PRODUCTO	12 bbl PRODUCTO
Costos (Estimado para el 2011)	4.988,32 \$/tambor	811,55 \$/tambor	8.115,49 \$/tambor
Composición	Un surfactante con capacidad de ser iónicos, aniónico o catiónicos	Un surfactante con capacidad de ser iónicos, aniónico o catiónicos	Dos surfactantes (aniónico/no-iónico)

**Nota:** La formulación de la emulsión inversa reversible con La TOFA Importada o el Nuevo Sistema TOFA actúa en este caso como una emulsión directa a fin de establece comparaciones con la Tecnología INTEFLOW®.

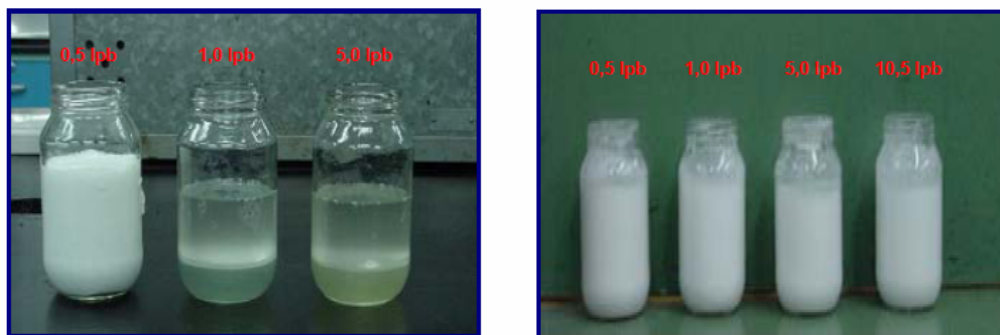
Como se observa en la tabla superior la emulsión inversa reversible formulada con el Nuevo Sistema TOFA al igual que La TOFA Importada utiliza menos concentración de estos surfactante (3,0 – 5,0 lpb) debido a que este sistema se vuelve estable altas temperaturas (explicado anteriormente), mientras que la Tecnología INTEFLOW® necesita mayor concentración para formular la emulsión directa.

El Nuevo Sistema TOFA y La TOFA Importada tiene mayor tolerancia a la sal (0,5 – 18,0 lpb) debido a que se cree que existe un excedente de iones Carboxilatos (A<sup>o-</sup>) en la fase acuosa, por lo tanto, cuando existen iones K<sup>+</sup> en esta fase producto del KCL queriendo neutralizar el sistema, se produce mayor emulsificación.. En cambio la Tecnología INTEFLOW® tolera menor cantidad de

KCL (0,5 – 1,0 lpb (máx.)) por lo que genera gotas mas pequeñas y cuando excede la cantidad de sal puede causar floculación del sistema (ver Figura 4.37 )

La estabilidad térmica del Nuevo Sistema TOFA y La TOFA Importada soporta desde 120 hasta 350 °F lográndose así a temperaturas por encima de los 300 °F una estabilidad de la emulsión, ocurriendo disminución de la viscosidad de manera que su tensión interfacial también se reduzca y se dividan las gotas de aceite, permitiendo así una disminución de su tamaño. En el caso de la Tecnología INTEFLOW® tolera temperatura desde 120 hasta 300 °F, lo cual, significa que La TOFA tolera 50 °F por encima del máximo de este surfactante. En la Figura siguiente se observa la emulsión directa formulada con la Tecnología INTEFLOW® y el Nuevo Sistema TOFA a temperaturas de 300 °F (Formulaciones realizadas por PDVSA Intevep-CVG), donde el primero nombrado se considera estable hasta concentraciones de 0,5 lpb de sal en donde se mantiene el sistema emulsionado manteniendo el color blanco del fluido y pierde la estabilidad con cantidades superiores a 1,0 lpb de KCL a una temperatura de 300 °F, en este punto se divide diesel del agua, sin embargo se mantiene cierta cantidad de INTEFLOW® emulsionando gotas de diesel en la fase continua del agua, pero se observa que se esta rompiendo la emulsión manteniendo el surfactante en la interfase de ambos fluidos. Por ultimo, cuando llega para concentraciones de 5,0 Lpb de KCL ya el sistema se ha envejecido hasta llegar un punto de romperse la emulsión y dividiendo las fase oleica de la fase acuosa, manteniéndose igual que el caso anterior, el surfactante INTEFLOW® en la interfase de ambos fluidos. Por otro lado, utilizando el Nuevo Sistema TOFA cuando existen gran cantidad de KCL en el sistema ocasiona un incremento del tamaño de la gota de diesel (Prueba de Estabilidad Dinámica), en donde es más polidispersa a medida que se unan mas gotas con el incremento de sal, esto se origina como se explicó anteriormente porque los iones  $K^+$  neutralizan los iones Carboxilatos ( $AO^-$ ) que rodean las gotas de diesel, permitiendo la disminución de la tensión interfacial entre la fase oleica y la acuosa, reduciéndose así la separación

de cada gota hasta que llegan a coalescer y aumentan así su tamaño, pero cuando se somete a altas temperaturas este sistema se vuelve estable, se cree que existen un excedente de iones Carboxilatos (Ao-) en la fase acuosa, que permite emulsificación aparte que la viscosidad se reduce con el aumento de la tasa de corte, entonces la tensión interfacial entre la fase acuosa y oleica se reduce hasta llegar un punto de deformarse y dividirse, es por ello que las gotas con el aumento de temperatura las gotas se vuelve mas pequeña, permitiendo que la emulsión sea estable, todo este hace que como se observa en la Figura para concentraciones de desde 0,5 hasta 10,5 Lpb se mantenga la Emulsión Inversa con su color blanco.



**Fig. 5.1. Estabilidad Térmica a 300 °F con Tecnología INTEFLOW® (Derecha) y Nuevo Sistema TOFA (Izquierda). Formulaciones realizadas por PDVSA Intevp-CVG.**

El rendimiento del Nuevo Sistema TOFA y TOFA Importada es mayor (48 bbl PRODUCTO) comparado con la Tecnología INTEFLOW® (12 bbl PRODUCTO), la TOFA por tener la ventaja de emulsificarse a temperaturas superiores a 300 °F reduce así la cantidad usada de este producto para mantener la estabilidad de la emulsión inversa reversible, mientras que la Tecnología INTEFLOW® aireado se envejece con el aumento de concentración de sal y



temperatura, entonces se va a necesitar mayor cantidad para poder emulsificar el sistema y mantener la estabilidad de la emulsión directa.

En relación con el costo por unidad, el surfactante del Nuevo Sistema TOFA es el más bajo registrado con 811,55 \$/tambor, debido a que es producido en Venezuela a través de un convenio entre PDVSA y la CVG (Corporación Venezolana de Guayana), donde la empresa PROFORCA C.A., filial de la CVG le proporcionarle la corteza de Pino Caribe a PULPACA, una Empresa de Producción Social (EPS) quien genera el producto secundario CTO, y que finalmente se pueda producir la TOFA nacional. Este al ser un producto nacional convierte al surfactante económica rentable para preparar la emulsión inversa y minimiza los costo por barril de este fluido, mientras que La TOFA Importada a pesar de tener las misma ventajas del Nuevo Sistema TOFA, por ser un producto hecho por empresas trasnacionales, aumenta el costo de adquisición de este aditivo a 4.988,32 \$/tambor por unidad y causando el incremento del precio de la formulación de emulsión inversa. Por ultimo, para preparar una formulación con Tecnología INTEFLOW® Aireado, se registró como el surfactante mas costoso debido a que su materia prima para formar la emulsión (CLARIANT) es también importada aumentando el costo por unidad a 8.115,49 \$/tambor. Por lo tanto, La TOFA Importada y Tecnología INTEFLOW® aireado son surfactantes poco rentables para formular la emulsión inversa como lo proporciona el Nuevo Sistema TOFA.

Entre la Composición de una emulsión directa con Tecnología INTEFLOW® aireado utiliza dos surfactante, el primero es el aniónico donde se liberar una carga negativa (aniones) en solución acuosa y el segundo es el no-iónico, el cual la molécula no tiene carga neta (no se ionizan en agua). Cuando se utiliza El Nuevo Sistema TOFA o La TOFA Importada solo se utiliza un surfactante porque este tiene se capacidad de ser iónicos, aniónico o catiónicos, en este ultimo nombrado es donde se liberar una carga positiva (cationes) en disolución acuosa.

**5.2.4.5. Comparación las Emulsiones Directas Formuladas con las Tecnología INTEFLOW® y su Relación con la Emulsión Inversa Reversible del Nuevo Sistema TOFA.**

**Tabla 5.11. Formulaciones con Tecnología INTEFLOW®.**

<b>Parámetro de comparación</b>	<b>Tecnología INTEFLOW® 1000 (Sistema Inicial)</b>	<b>Tecnología INTEFLOW® 2000 (Ambientalmente Agradable)</b>	<b>Tecnología INTEFLOW® 3000 (Para Zonas Altamente Sensibles)</b>	<b>Tecnología INTEFLOW® Aireado</b>
Agua	20-80 %	20-80 %	20-80 %	20-80 %
Concentración de Surfactante (Mezcla específica de Surfactante No Tóxico y Biodegradable)	20,0 lpb	20,0 lpb	20,0 lpb	20,0 lpb
Aceite	80-20% (Gasol)	80-20% (Aceite Mineral)	80-20% (Aceite Sintético)	80-20% (Puede prepararse con Gasol, Aceite Mineral o Sintético)
Monoetanolamina (MEA) (Ph=9)	0,02 lpb	0,02 lpb	0,02 lpb	0,02 lpb
Cloruro de Potasio (KCL) (Inhibidor)	0,5 – 1,0 lpb (máx.)	0,5 – 1,0 lpb (máx.)	0,5 – 1,0 lpb (máx.)	0,5 – 1,0 lpb (máx.)
Densidad (No incluye aditivos de sistemas para perforación)	7,3 a 8,0 lpb	7,3 a 8,0 lpb	7,3 a 8,0 lpb	4,0 a 7,4 lpb

<b>Parámetro de comparación</b>	<b>Tecnología INTEFLOW® 1000 (Sistema Inicial)</b>	<b>Tecnología INTEFLOW® 2000 (Ambientalmente Agradable)</b>	<b>Tecnología INTEFLOW® 3000 (Para Zonas Altamente Sensibles)</b>	<b>Tecnología INTEFLOW® Aireado</b>
<b><u>Sistema para perforación</u></b> (Punteante Densificante, CaCO <sub>3</sub> )	Hasta 30 lpb	Hasta 30 lpb	Hasta 30 lpb	Hasta 30 lpb
<b><u>Sistema para perforación</u></b> (Control de Filtrado- Almidon, PAC)	0,2.-4 lpb	0,2.-4 lpb	0,2.-4 lpb	0,2.-4 lpb
Estabilidad Térmica	120 – 300 °F	120 – 300 °F	120 – 300 °F	120 – 300 °F
Composición	Dos surfactantes (aniónico/no-iónico)	Dos surfactantes (aniónico/no-iónico)	Dos surfactantes (aniónico/no-iónico)	Dos surfactantes (aniónico/no-iónico)
Polímero Viscocificante	No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,025 Lpb
Aire o nitrógeno	No Aplica	No Aplica	No Aplica	Pequeñas cantidades
Biocida	No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,01 gal/bbl

**Notas:** Formulación suministrada por PDVSA Gas.

En la tabla superior demuestra que para formular las emulsiones directas con la Tecnologías INTEFLOW® prácticamente mantiene la misma composición para todos los sistemas, solo que cambia el aceite utilizado. En el caso del sistema aireado además de poder aplicarse cualquier tipo de aceite (Gasoil, Aceite Mineral o

Sintético) utilizados en las formulaciones de INTEFLOW® 1000, 2000 y 3000, éste le incluye un Polímero Viscocificante, Aire o Nitrógeno y Biocida, por lo que el sistema aireado ejerce densidades menores a los otros sistemas comprendidas entre los 4,0 a 7,4 lpb.

Basándose en lo explicado anteriormente, todas las formulaciones con Tecnología INTEFLOW® van a utilizar la mismas concentraciones de surfactante de 20 lpb y la tolerancia máxima de KCL va a seguir siendo a 1,0 lpb. Cuando se le relaciona con la emulsión inversa reversible utilizando el surfactante El Nuevo Sistema TOFA, este mantiene completamente una ventaja desde el punto de vista operacional y económico para los trabajos de completación y re-acondicionamiento en el Área Mayor de Anaco, porque utiliza en su formulación menos concentración de este surfactante (3,0 – 5,0 lpb) y puede tolerar hasta 0,5 – 18,0 lpb de KCL, además que es estable a temperatura comprendidas entre 120 – 350 °F, mientras que todas las formulaciones con Tecnología INTEFLOW® es estable solo temperaturas inferiores a los 300 °F.

**5.2.4.6. Comparaciones del Costos Generados para el Año 2011 por las Formulaciones de las Emulsiones Inversas Reversibles utilizando La TOFA Importada y el Nuevo Sistema TOFA y la Emulsión Directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado.**

**5.2.4.6.1. Costos de la Formulación: Caso INTEFLOW® (Emulsión Aireada).**

**Tabla 5.12. Costos de la Formulación INTEFLOW® (Emulsión Aireada).**

<b>VOLUMEN DE FLUIDO</b>	1.200 Bls
--------------------------	-----------

ADITIVO	CONCENTRACIÓN QUÍMICA	UNIDAD PRESENTACIÓN	COSTOS/UNIDAD Bs. F. (2011)	COSTOS/UNIDAD US. \$. (2011)	CANTIDAD DE ADITIVOS	COSTOS TOTALES Bs. F. (2011)	COSTOS TOTALES US \$ (2011)
AGUA	0,30 bbl	bbl	0	0	360,00 bbl	0	0
GASOIL	0,70 bbl	bbl	163,07	37,92	840,00 bbl	136.976,44*	31.854,99*
INTEFLOW®	20,00 lpb	55 gal/tambor	34.896,59	8.115,49	24.000,00 lb	1.774.799,81	412.744,14
MEA	0,01 gal/bbl	55 gal/tambor	45.365,57	10.550,13	12,00 gal	9.897,97	2.301,85
KCI	0,15 lpb	110 lb/saco	2.791,73	649,24	180,00 Lb	4.568,26	1.062,39
BIOCIDA	0,01 gal/bbl	55 gal/tambor	54.671,33	12.714,26	12,00 gal	11.928,25	2.774,01
GOMA XANTICA	0,25 lpb	100 lb/saco	14.354,13	3.338,17	300,00 lb	43.062,40	10.014,51

\*Los costos están estimados para el primer trimestre del año 2011, basándose en los generados del año 2008 de PDVSA Gas por la utilización de la formulación.

<b>TASA DE CAMBIO (Bs.F. /US \$)</b>	4,3
<b>INFLACION 2009</b>	0,251
<b>INFLACION 2010</b>	0,272
<b>IPC</b>	6,8

	Bs. F. (2011)	US \$ (2011)
<b>COSTOS POR BARRIL DE FLUIDO</b>	1.651,01*	383,96*
<b>COSTOS TOTALES DE LA OPERACIÓN</b>	1.981.233,13	460.751,89

\*Los costos están estimados para el primer trimestre del año 2011, basándose en los generados del año 2008 de PDVSA Gas por la utilización de la formulación.

#### 5.2.4.6.2. Costos de la Formulación Base: Caso TOFA (Importada).

**Tabla 5.13. Costos de la Formulación TOFA (Importada).**

<b>VOLUMEN DE FLUIDO</b>	1.200 Bbls
--------------------------	------------

ADITIVO	CONCENTRACIÓN QUÍMICA	UNIDAD PRESENTACIÓN	COSTOS/UNIDAD Bs. F. (2011)	COSTOS/UNIDAD US. \$. (2011)	CANTIDAD DE ADITIVOS	COSTOS TOTALES Bs. F. (2011)	COSTOS TOTALES US \$. (2011)
AGUA	0,30 bbl	bbl	0	0	360,00 bbl	0	0
GASOIL	0,70 bbl	bbl	163,07	37,92	840,00 bbl	136.976,44*	31.854,99*
TOFA IMPORTADA	5,00 lpb	55 gal/tambor	21.449,77	4.988,32	6.000,00 lb	308.691,60	71.788,74
ACTIVADOR	2,0 gal/bbl	55 gal/tambor	45.365,57	10.550,13	2.400,00 lb	235.292,75	54.719,24
KCI	0,15 lpb	110 lb/saco	2.791,73	649,24	180,00 Lb	4.568,26	1.062,39
BIOCIDA	0,01 gal/bbl	55 gal/tambor	54.671,33	12.714,26	12,00 gal	11.928,25	2.774,01
GOMA XANTICA	0,25 lpb	100 lb/saco	14.354,13	3.338,17	300,00 lb	43.062,40	10.014,51

\*Los costos están estimados para el primer trimestre del año 2011, basándose en los generados del año 2008 de PDVSA Gas por la utilización de la formulación.

TASA DE CAMBIO (Bs.F. /US \$)	4,3
INFLACION 2009	0,251
INFLACION 2010	0,272
IPC	6,8

	Bs. F. (2011)	US \$ (2011)
<b>COSTOS POR BARRIL DE FLUIDO</b>	617,10*	143,51*
<b>COSTOS TOTALES DE LA OPERACIÓN</b>	740.519,81	172.213,91

\*Los costos están estimados para el primer trimestre del año 2011, basándose en los generados del año 2008 de PDVSA Gas por la utilización de la formulación.

### 5.2.4.6.3. Costos de la Formulación Base: Caso TOFA (Nacional – CVG).

**Tabla 5.14. Costos de la Formulación TOFA (Nacional – CVG).**

<b>VOLUMEN DE FLUIDO</b>	1200 Bls
--------------------------	----------

<b>ADITIVO</b>	<b>CONCENTRACIÓN QUÍMICA</b>		<b>UNIDAD PRESENTACIÓN</b>	<b>COSTOS/UNIDAD Bs. F. (2011)</b>	<b>COSTOS/UNIDAD US. \$. (2011)</b>	<b>CANTIDAD DE ADITIVOS</b>	<b>COSTOS TOTALES Bs. F. (2011)</b>	<b>COSTOS TOTALES US \$. (2011)</b>
<b>AGUA</b>	0,30	bbbl	bbbl	0	0	360,00 bbbl	0	0
<b>GASOIL</b>	0,70	bbbl	bbbl	163,07	37,92	840,00 bbbl	136.976,44*	31.854,99*
<b>TOFA (NACIONAL–CVG)</b>	5,00	lpb	55 gal/tambor	3.489,66	811,55	6.000,00 lb	50.221,02	11.679,31
<b>ACTIVADOR</b>	2,0	gal/bbl	55 gal/tambor	45.365,57	10.550,13	2.400,00 lb	235.292,75	54.719,24
<b>KCI</b>	0,15	lpb	110 lb/saco	2.791,73	649,24	180,00 Lb	4.568,26	1.062,39
<b>BIOCIDA</b>	0,01	gal/bbl	55 gal/tambor	54.671,33	12.714,26	12,00 gal	11.928,25	2.774,01
<b>GOMA XANTICA</b>	0,25	lpb	100 lb/saco	14.354,13	3.338,17	300,00 lb	43.062,40	10.014,51

\*Los costos están estimados para el primer trimestre del año 2011, basándose en los generados del año 2008 de PDVSA Gas por la utilización de la formulación.

<b>TASA DE CAMBIO (Bs.F. /US \$)</b>	4,3
<b>INFLACION 2009</b>	0,251
<b>INFLACION 2010</b>	0,272
<b>IPC</b>	6,8

	Bs. F. (2011)	US \$ (2011)
<b>COSTOS POR BARRIL DE FLUIDO</b>	401,66*	93,41*
<b>COSTOS TOTALES DE LA OPERACIÓN</b>	482.049,12	112.104,45

\*Los costos están estimados para el primer trimestre del año 2011, basándose en los generados del año 2008 de PDVSA Gas por la utilización de la formulación.

De acuerdo a los costos generados para la formulación de las emulsiones se obtuvo que su costo varía de acuerdo al surfactante asociado, por ejemplo cuando se utiliza Tecnología INTEFLOW® Aireado los costos de la emulsión directa se incrementan debido a su alto precio (US \$ 8.115,49 o Bs.F. 34.896,59 por cada 55 gal/tambor que contiene una concentración química de 220,00 lpb de INTEFLOW®), pero para hacer la emulsión se requieren 24.000,00 lb de unidades totales de aditivos, resultando un costo total por este surfactante de \$ 412.744,14 o Bs.F. 1.774.799,81, por lo tanto, este representa el surfactante más costoso para formular la emulsión directa comparado con emulsiones inversas reversibles con La TOFA Importada y El Nuevo Sistema TOFA Nacional, esto es debido a que necesita mayor concentración del surfactante INTEFLOW® para poder emulsificar el sistema y estabilizar la emulsión, como se explicó anteriormente se sabe que la emulsión directa preparada con este surfactante pierde eficiencia con altas concentraciones de KCL y aumento de temperatura. Con el alto precio por el uso de Tecnología INTEFLOW® Aireado tiene como consecuencia el aumento del valor total de la formulación porque se le adicionan los costos generados por el resto de componentes para de este, y termina costándole a PDVSA Gas un total de US \$ 460.751,89 y Bs.F. 1.981.233,13 por cada 1.200 bbl de volumen de fluido y representa un costo por barril de fluido de US \$ 383,96 o Bs. F. 1.651,01 para usos de la formulación de Emulsión Inversa con tecnología INTEFLOW® Aireado para trabajos de completación de pozos en el Área Mayor de Anaco. En conclusión, este sistema es poco rentable para aplicar en los pozos por su alto precio y menor eficiencia en comparación con formulaciones con La TOFA como surfactante.

En el estudio del costo generado para la formulación de emulsión inversa reversible utilizando La TOFA importada como surfactante, se demostró que a pesar que es menor su precio en relación con Tecnología INTEFLOW®, su costo sigue siendo muy elevado (US \$ 172.213,91 o Bs. F. 740.519,81 con una concentración de La TOFA Importada de 5,00 lpb), esto es debido a que se requieren 6.000,00 lb de



unidades de aditivos representando un costo por unidad de US \$ 4.988,32 o Bs. F. 21.449,77 por cada 55 gal/tambor, por lo tanto, el costo para PDVSA Gas por cada 1.200 bbl de volumen de Fluido (un Barril), es la cantidad de US \$ 143,51 o Bs. F. 617,10. A pesar que La TOFA importada utiliza menor concentración de surfactante que la Tecnología INTEFLOW®, por ser formulada con CLARIANT cuya materia prima es importada aumenta su costo, sin embargo, PDVSA Intevep se logró desarrollar El Nuevo Sistema La TOFA un producto de igual concentración que el surfactante importado, pero es considerado de mayor rentabilidad y eficiencia para los trabajos de completación que se realizan en el Arena Mayor Anaco.

El Nuevo Sistema La TOFA como se observa en la tabla, es la formulación de emulsión inversa reversible más económica comparada con Tecnología INTEFLOW® y la TOFA Importada, esto es debido a que es un producto nacional. Es por ello que se minimiza el costo del surfactante (US \$ 11.679,31 o Bs.F. 50.221,02 con una concentración del Nuevo Sistema TOFA de 5,00 lpb) y requiere igual que la TOFA importada de 6.000,00 lb de unidades de aditivos pero representando un costo por unidad más bajo de US \$ 811,55 o Bs.F. 3.489,66. El valor del surfactante y sumándole el costo generado por el resto de la composición representa para PDVSA Gas un total de US \$ 112.104,45 o Bs.F. 482.049,12 ahorrándose la cantidad de US \$ 60.109,41 que representaría la cantidad de Bs.F. 258.470,69 por usar la formulación con el Nuevo Sistema TOFA y no la generada con La TOFA Importada. Entonces el costo por cada 1.200 bbl de volumen de Fluido (un Barril) es el menor registrado con la cantidad de US \$ 93,41 o Bs.F. 401,66.

5.2.4.7. Estructura de los Costos Generados para el Año 2011 por las Formulaciones de las Emulsiones Inversas Reversibles utilizando La TOFA Importada y el Nuevo Sistema TOFA y la Emulsión Directa con Tecnología INTEFLOW® Aireado.

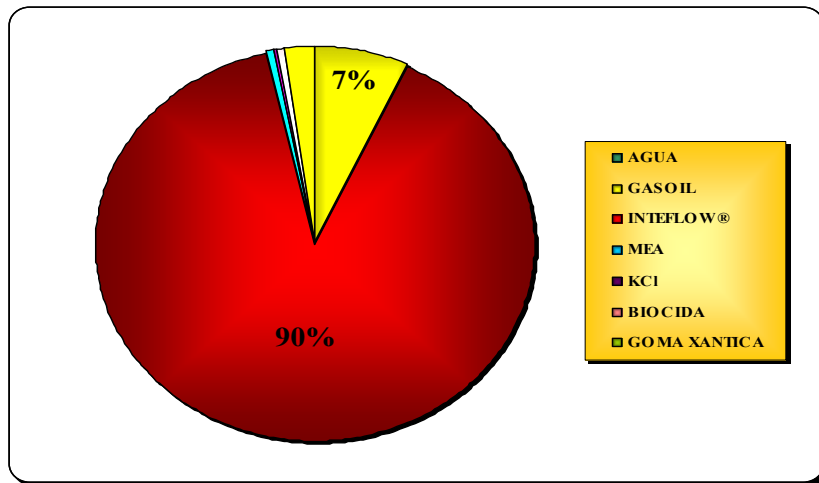


Gráfico 5.60. Estructura de Costos de la Formulación de la Emulsión Directa utilizando Tecnología INTEFLOW® Aireado.

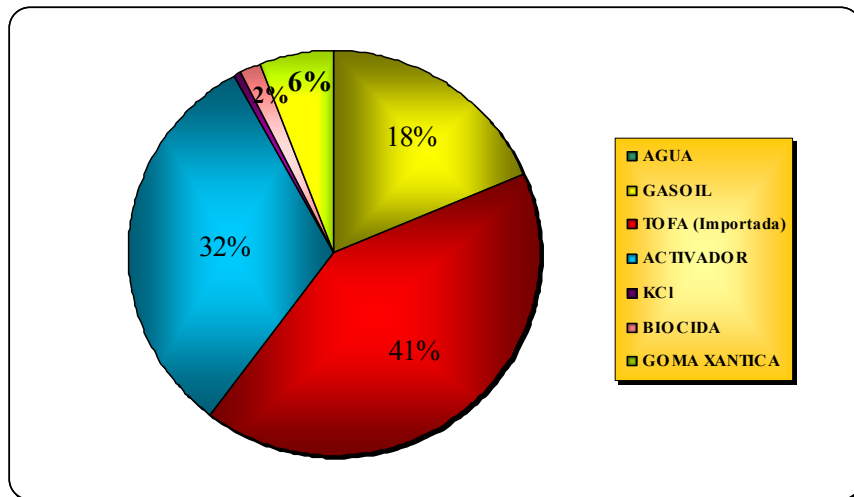
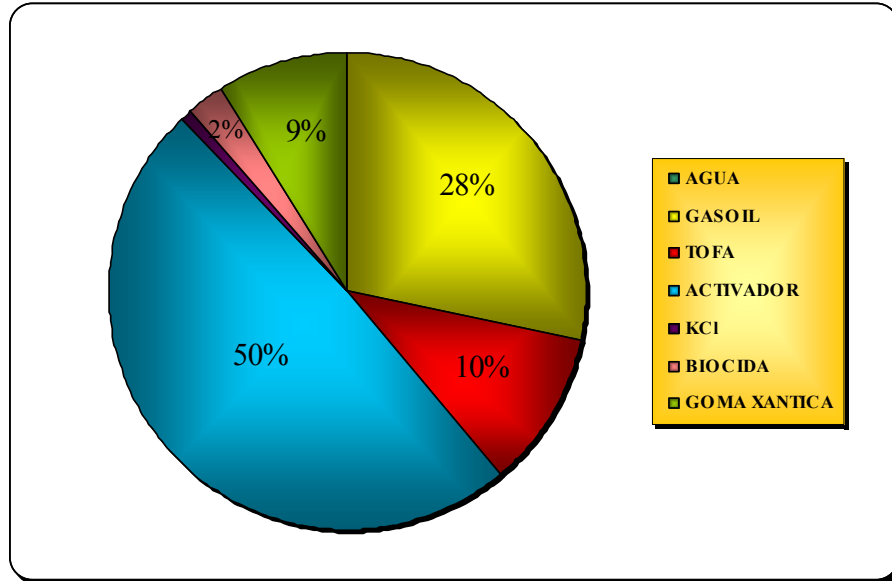


Gráfico 5.61. Estructura de Costos de la Formulación de la Emulsión Inversa utilizando La TOFA Importada.

La relación de costo INTEFLOW® Aireado con La TOFA Importada es de 2,195. Es decir, por cada pozo rehabilitado con la tecnología INTEFLOW® se pudieran rehabilitar aproximadamente 2 pozos empleando el aditivo La TOFA Importada.



**Gráfico 5.62. Estructura de Costos de la Formulación de la Emulsión Inversa utilizando El Nuevo Sistema TOFA (Nacional).**

Cuando se compara los costos generados por INTEFLOW® Aireado con El Nuevo Sistema TOFA se obtiene una relación de 9, por lo tanto, con el aditivo del último nombrado se puede completar hasta 9 pozos. En el caso de la TOFA importada con respecto a la TOFA nacional da una relación de 4,1 demostrando que El nuevo Sistema TOFA se puede rehabilitar 4 pozos en comparación con la TOFA importada y representa un sistema rentable en su utilización como fluido de completación en los pozos trabajados en el Arena Mayor Anaco.

#### 5.2.4.8. Comparación de la Formulación de una Salmuera de Sodio (NaCl) con la Emulsión Inversa Reversible del Nuevo Sistema TOFA.

En el Área Mayor de Anaco también se aplican Salmueras con NaCl como fluidos de completación o reparación, no solos por su capacidad de controlar la presión de formación, sino para reducir o eliminar ciertos tipos de daños a la formación. Esta es considerada una solución monovalente porque posee sodio en su formulación y un sistema de fluidos sin sólidos.

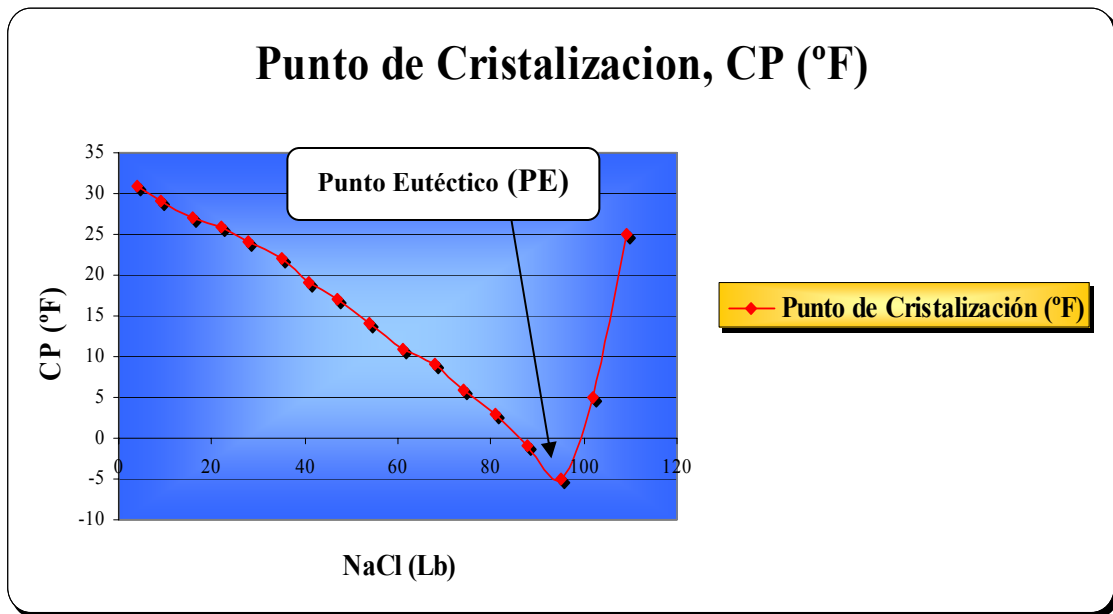
➤ Formulación de una Solución de Cloruro de Sodio (NaCl).

**Tabla 5.15. Formulación de una Solución de Cloruro de Sodio (NaCl) requerida para hacer 1 barril (42 galones). Puede usarse cloruro de sodio seco o salmuera de cloruro de sodio para producir el punto de cristalización (CP) requerido.**

Usando NaCl en Sacos (100%)		Densidad de la Salmuera a 70°F (1°C), Lb/gal	Peso Especifico, sg	CP (LCTD) °F (°C)	Usando 10,0 Lb/gal Salmuera NaCL	
Agua Dulce, bbl	100% NaCl, Lb				Agua Dulce, bbl	10 Lb/gal NaCl, bbl
0,998	4	8,4	1,01	31(-0,6)	0,96	0,04
0,993	9	8,5	1,02	29(-1,7)	0,90	0,10
0,986	16	8,6	1,03	27(-2,8)	0,84	0,16
0,981	22	8,7	1,04	26(-3,3)	0,78	0,22
0,976	28	8,8	1,05	24(-4,4)	0,72	0,28
0,969	35	8,9	1,07	22(-5,6)	0,66	0,34
0,962	41	9,0	1,08	19(-7,2)	0,60	0,40
0,955	47	9,1	1,09	17(-8,3)	0,54	0,46
0,948	54	9,2	1,10	14(-10,0)	0,48	0,52
0,940	61	9,3	1,11	11(-11,7)	0,42	0,58
0,933	68	9,4	1,13	9(-12,8)	0,36	0,64

Usando NaCl en Sacos (100%)		Densidad de la Salmuera a 70°F (1°C), Lb/gal	Peso Especifico, sg	CP (LCTD) °F (°C)	Usando 10,0 Lb/gal Salmuera NaCl	
Agua Dulce, bbl	100% NaCl, Lb				Agua Dulce, bbl	10 Lb/gal NaCl, bbl
0,926	74	9,5	1,14	6(-14,4)	0,30	0,70
0,919	81	9,6	1,15	3(-16,1)	0,24	0,76
0,910	88	9,7	1,16	-1(-18,3)	0,18	0,82
0,902	95	9,8	1,17	-5(-20,5) (PE)	0,12	0,88
0,895	102	9,9	1,19	5(-15,0)	0,06	0,94
0,888	109	10,0	1,20	25(-3,9)	-	1,00

➤ Comportamiento del Punto de Cristalización Usando NaCl Seco (100%).

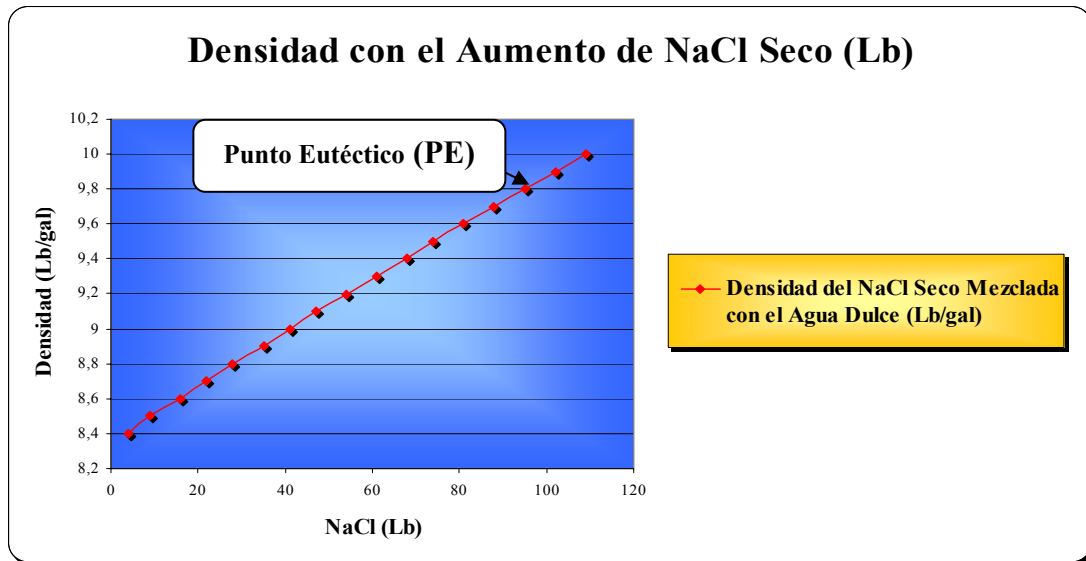


**Gráfico 5.63. Punto de Cristalización usando NaCl Seco (100%).**

Como se observa en la grafica superior para la formulación de 4 Lbs de NaCl, el cual se le agrega 0,998 bbl de agua dulce para preparar un barril de Salmuera de Sodio, se requiere una temperatura 31°F a la cual se empieza a formar los cristales de sal, dado el tiempo suficiente y las condiciones nucleantes apropiadas para que la materia insoluble provee una plataforma física sobre la cual pueden formarse los cristales. A medida que aumenta la concentración de NaCl seco en el agua se obtiene una disminución del punto de cristalización de la solución hasta el Punto Eutéctico, que es el más bajo punto de congelación de una solución obtenible por aumento de la concentración de soluto y va a disminuir a medida que se incrementa la densidad de la Salmuera de Sodio.

Para la formulación de una Salmuera de Sodio con concentración de 95 Lbs de NaCl y gravedad especifica de 1,17 se llega al más bajo punto de congelamiento de la solución (Punto Eutéctico) con una temperatura de -5 °F. Por lo tanto, cuando se aumenta la adición de NaCl con gravedad especifica superiores de 1,17 se obtendrá un incremento del punto de cristalización de la Salmuera de Sodio, por ejemplo, para 109 Lbs con gravedad especifica de 1,20 y 0,888 bbl de agua dulce para preparar un barril, el punto de congelación de la solución de obtendrá a una temperatura de 25 °F. Esto indica que al llegar al Punto Eutéctico, el punto de cristalización de la Salmuera de Sodio aumentará con la gravedad especifica del NaCl.

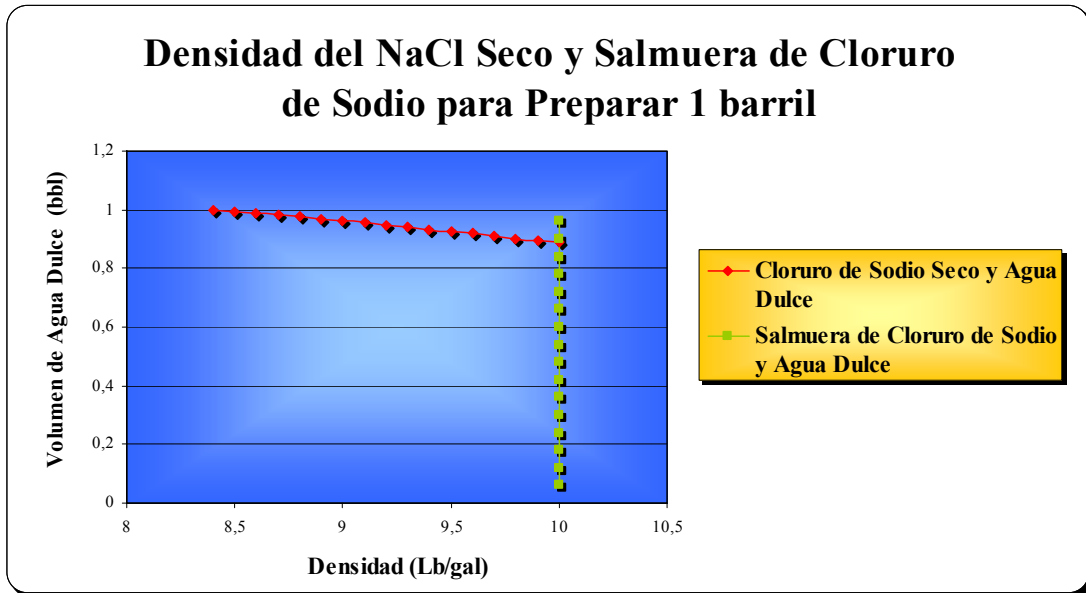
➤ Comportamiento de la Densidad con el Aumento de NaCl Seco.



**Gráfico 5.64. Densidad con el Aumento de NaCl Seco.**

El comportamiento de la densidad indica con la Salmuera de Sodio se puede obtener densidades por comprendida entre 8,4 Lb/gal y 10 Lb/gal, y se incrementara a medida que se le adicione Cloruro de Sodio a la solución. Con el aumento de la densidad disminuye el punto de cristalización de la solución y a pesar de llegar al Punto Eutético, esta seguirá en aumento.

- Comparación de la Densidad de la Formulación de Cloruro de Sodio Seco y Salmuera de NaCl.



**Gráfico 5.65. Comparación de la Densidad de la Formulación del NaCl Seco y Salmuera de Cloruro de Sodio.**

En la grafica superior se muestra una comparación de las densidades obtenidas utilizando un volumen de agua y NaCl seco con respecto a formular una Salmuera de Sodio con agua. Para el primero caso, se obtienen densidades de 8,4 Lb/gal cuando se le adiciona 0,998 bls y agua dulce y 4 Lbs de NaCl Seco y a medida que disminuya el volumen de agua y a su vez incremente del Cloruro de Sodio seco la densidad registrada será mayor hasta llegar a 10 Lb/gal cuando se formule 0,888 bbl de agua dulce y 109 Lb de NaCl seco, lo que lo convierte en una sistema la el mayor volumen de agua para poder disolver la gran cantidad de soluto que se le adicione al sistema. Por otro la lado, en el segundo caso muestra que utilizar una Salmuera de Sodio se utiliza menos volúmenes de agua dulce y mantiene la misma densidad a la máxima alcanzada por el primer caso (10 LB/gal).



➤ Formulación de una Salmuera NaCl de 8.4 lpg con la Adición de Aditivos

**Tabla 5.16. Formulación de una Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl)**

**Sin la Adición de Soda Cáustica.**

<b>Materiales</b>	<b>Concentración</b>
Inhibidor de arcilla (lb/bbl)	1.0
Anti espumante (lb/bbl)	0.2
Surfactante (lb/bbl)	1.0
Secuestrante de Oxígeno (lb/bbl)	1.0
Biocida (lb/bbl)	0.2
Salmuera NaCl 8.4 lpg (lb/bbl)	349.8

Los fluidos de completación preparados con esta formulación generan aproximadamente el un pH mostrado en la Tabla 5.17.

**Tabla 5.17. Valor Aproximado de pH de una Salmuera de Cloruro de Sodio**

**(NaCl) Sin la Adición de Soda Cáustica.**

<b>pH</b>	7,73
-----------	------

**Tabla 5.18. Formulación de una Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) con la Adición de Soda Cáustica.**

<b>Materiales</b>	<b>Concentración</b>
Soda Cáustica (lb/bbl)	0.1
Inhibidor de arcilla (lb/bbl)	2.5
Anti espumante (lb/bbl)	0.2
Surfactante (lb/bbl)	1.0
Secuestrante de Oxígeno (lb/bbl)	1.0
Biocida (lb/bbl)	0.2
Salmuera NaCl 8.4 lpg (lb/bbl)	349.8

Los fluidos de completación preparados con esta formulación generan aproximadamente el un pH mostrado en la Tabla 5.19.

**Tabla 5.19. Valor Aproximado de pH de una Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) Sin la Adición de Soda Cáustica.**

<b>pH</b>	8.17
-----------	------

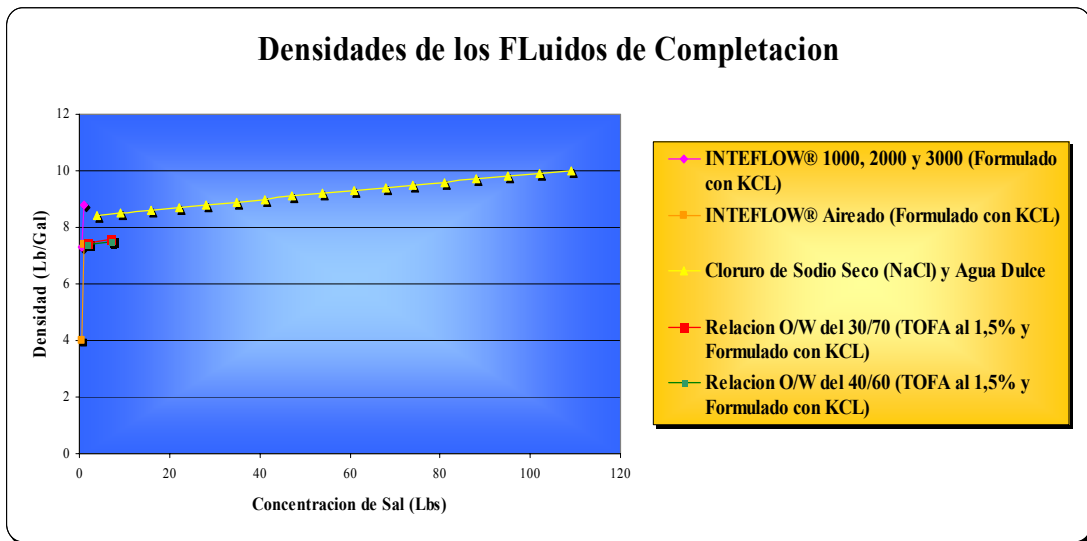
De acuerdo a los resultados obtenidos, la Soda Cáustica (NaOH) o Hidróxido de sodio es utilizado principalmente para obtener control de pH en fluidos base agua, por lo que causa un aumento del pH de la Salmuera de Cloruro de Sodio haciendo la solución más básica (pH= 8.17). Cuando se compara con el pH obtenido de la emulsión inversa reversible del Nuevo Sistema TOFA, se puede decir que esta última

posee mayor valor de pH con respecto a la Salmuera de Sodio (pH entre 9,89 y 10,29) debido a que la TOFA en el momento de la preparación al estar en contacto con la fase acuosa alcalina (monoetanolamina, MEA), este surfactante se ioniza para generar protones ( $H^+$ ) e iones carboxilato ( $AO^-$ ), mientras que monoetanolamina (MEA) también se ioniza en la fase acuosa para generar iones  $OH^-$  y la amina protonada, por lo que los iones  $OH^-$  que se generan imparten un pH alcalino a la fase acuosa (aproximadamente  $pH = 11$ ), y su tendencia natural es a reaccionar con los protones originados en la reacción de ionización de la TOFA, por esta razón se tiene un pH de mayor alcalinidad en la emulsión inversa reversible con respecto a la Salmuera de Cloruro de Sodio ( $NaCl$ ). Sin embargo, cuando se obtiene estos valores de alcalinidad en ambos sistemas se pudiera garantizar la disminución de algún daño por corrosión en las tuberías durante las operaciones de completación y re-acondicionamiento de pozos.

#### **5.2.4.9. Comparación de las Densidades de los Fluidos de Completación usados en el Área Mayor de Anaco.**

Los pozos estudiados en este proyecto (RG-239, RG-280 y JM-210) tienen propuestas para un re-acondicionamiento en el año 2011 en las arenas que pueden producir hidrocarburos, de acuerdo al BHP/BHT realizado en dichas arenas refleja que generalmente estas poseen presiones inferiores a los 1160 Lpc, por lo tanto, estos yacimientos corresponde a reservorios de baja presión y se les tienen programado utilizar un fluido de emulsión inversa reversible formulado con el Nuevo Sistema TOFA como surfactante. Es por ello que se elaboró un gráfico con las densidades generadas por los fluidos de completación aplicados en el Área Mayor de Anaco a fin de verificar si el Nuevo Sistema TOFA corresponde a un fluido de menor densidad con respecto a los otros fluidos utilizados en el área.

- Densidades que se pueden Obtener con Cloruro de Sodio y Agua Dulce (Salmuera de Sodio) con respecto a cada Formulación de Fluidos de Completación Aplicados en el Área Mayor de Anaco.

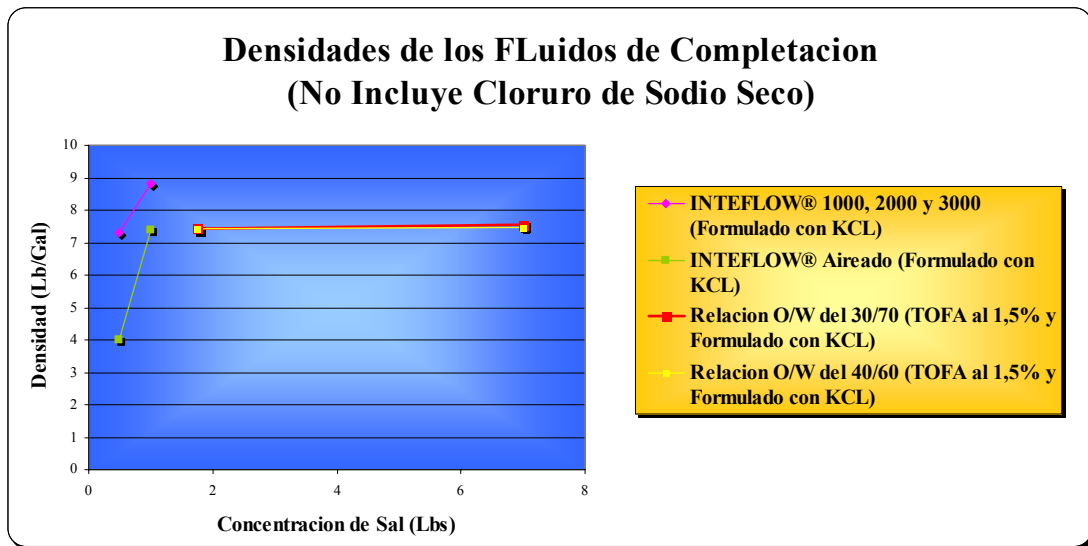


**Gráfico 5.66. Densidades que se pueden Obtener con Cloruro de Sodio y Agua Dulce (Salmuera de Sodio) con respecto a cada Formulación de los Fluidos de Completación Aplicados en el Área Mayor de Anaco.**

Como se observa en la grafica la formulación de la Salmuera de Sodio generó la mayor densidad de los fluidos de completación (8,4 y 10 Lb/gal) y es el sistema que puede contener mayor concentración de Sal (hasta 109 Lbs) por ser una salmuera, esta ventaja le confiere al fluido poder aplicarse en condiciones desbalanceadas como sobrebalanceadas. Cuando se termina un pozo en una situación sobrebalanceada y salmuera pesada, frecuentemente es reemplazada por un fluido de empaque liviano. Sin embargo, como los yacimientos en estudios de este proyecto son de baja presión no es recomendable aplicarse como fluido de completación porque la presión ejercida

por una columna hidrostática de salmuera de 9000 pies de longitud es del orden de 4000 lpc, lo cual genera una sobre-presión hacia la formación y aumentaría el daño generado por el fluido de completación o en peor de los escenarios un fracturamiento hidráulico de la formación perdiéndose así cantidades del fluido de completación hacia el reservorio, también este fluido puede causar la acumulación de salmuera en el medio poroso, que genera un aumento significativo de la saturación de líquidos alrededor del pozo, bloqueando drásticamente la producción de gas condensado y petróleo, y por último se puede mencionar la cristalización de la salmuera que puede causar el taponamiento de líneas y trabado de bombas, por estos factores es recomendable utilizar fluidos mejorados.

- Densidades que se pueden Obtener con cada Formulación de Fluidos de Completación Aplicados en el Área Mayor de Anaco.



**Gráfico 5.67. Densidades que se pueden Obtener con cada Formulación de los Fluidos de Completación Aplicados en el Área Mayor de Anaco.**

En la grafica superior demuestra que la emulsión directa formulada con tecnología INTEFLOW® 1000, 2000 y 3000 e INTEFLOW® Aireado posee las más baja concentración de KCL, debido a que su tolerancia máxima a la sal es de una 1,0 lb convirtiéndose en un factor limitante para su aplicación en los pozos del Área Mayor de Anaco, sin embargo con las primeras tecnologías nombradas se pueden obtener densidades de 7,3 y 8 Lb/gal mientras con el INTEFLOW® Aireado se obtienen las densidades menores de todos los fluidos de completación estudiados con 4,0 y 7,4 Lb/gal, por lo tanto, la Tecnología INTEFLOW® puede aplicarse para estos yacimientos de baja presión sin que ocurra una sobrepresión en la pared de la formación.

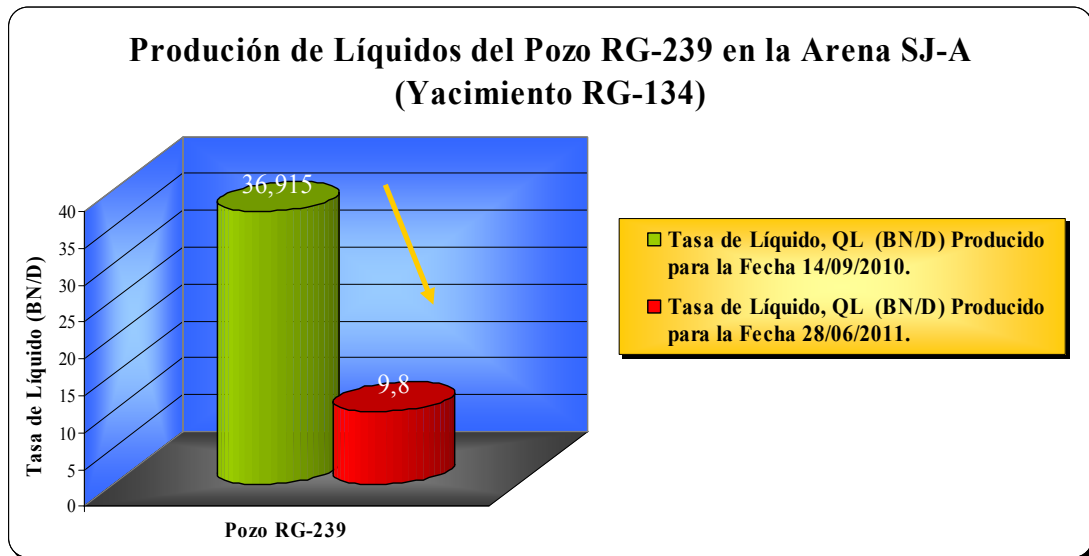
En el caso de la emulsión inversa reversible formulada con el Nuevo Sistema TOFA se tomó como muestras las concentraciones de KCL de la evaluación realizada anteriormente con el tamaño de la gota, en dichas formulaciones la primera estaba constituida al 0,5% de KCL (equivalente a 1,75 Lbs) para una emulsión al 1,5% de TOFA y una relación O/W de 30/70, mientras que la segunda era del 2% de KCL (equivalente a 7 Lbs) para una emulsión al 2 % de TOFA y una relación O/W de 40/60. Como se muestra en la grafica estas emulsiones es tolerante para altas concentraciones de sal y la densidad ejercida por una relación O/W de 30/70 fue levemente superior (7,48 a 7,57 Lb/gal) con respecto a la relación de 40/60 (7,41 a 7,48 Lb/gal), es por ello que estos sistemas como el caso de Tecnología INTEFLOW® pueden también aplicarse a yacimientos de baja presión y no ocurrirá un sobrebalance de la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo de completacion hacia la paredes del pozo, motivo por el cual puede minimizar el daño generado por el fluido a la formación. Por otro lado, si se toma en cuenta la estructura de costos para la adquisición de la formulación por PDVSA GAS se sabe que por resultados anteriormente discutidos, se pueden completar (desde el punto de vista económico) con el Nuevo Sistema TOFA hasta 9 pozos por cada pozo completado por Tecnología INTEFLOW® Aireado, de manera que para las otras tecnología

INTEFLOW® 1000, 2000 y 3000 se mantiene la misma relación porque en su formulación solo varia el aceite utilizado. Por lo tanto, de todos los fluidos de completación estudiados, la formulación de emulsión inversa reversible con el Nuevo Sistema TOFA puede utilizarse como fluido de completación en los pozos RG-239, RG-280 y JM-210 debido a su rentabilidad, presenta estabilidad con altas concentraciones de sal hasta 20 Lbs de KCL y elevadas temperaturas de 350 °F, por lo general se pueden tener densidades superiores o inferiores a los 7,4 Lb/gal que puede variar con la relación O/W, porcentaje de TOFA y KCL, y además es una sistema reversible que puede cambiar de base aceite a base agua con solo cambiar la alcalinidad, motivo por el cual puede mejorar la limpieza del hoyo, desplazando gran parte del revoque generado por el lodo base aceite durante la perforación, de manera que minimiza el daño generado a la formación.

#### **5.2.5. Evaluación del Éxito Volumétrico del uso de las Emulsiones Inversas Reversibles en el Distrito Gas Anaco.**

La evaluación del éxito volumétrico del uso de las emulsiones inversas reversibles se logró mediante la prueba de producción realizada en los pozos en estudio para la fecha del 28/06/2011 y se comparó con la obtenida el 14/09/2010. Para este estudio del comportamiento de la producción de los pozos, se utilizó el simulador PIPESIM que permitió diagnosticar los posibles factores que estuvieran influyendo en la producción de dichos pozos luego de realizado el re-acondicionamiento.

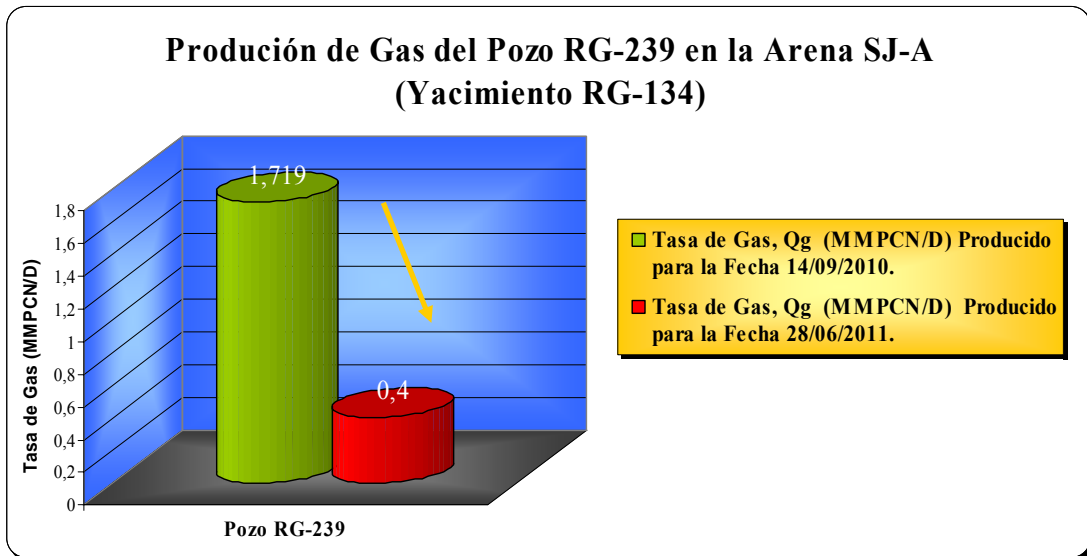
### 5.2.5.1. Evaluación del Éxito Volumétrico para el Pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).



**Gráfico 5.68. Producción de Líquidos del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

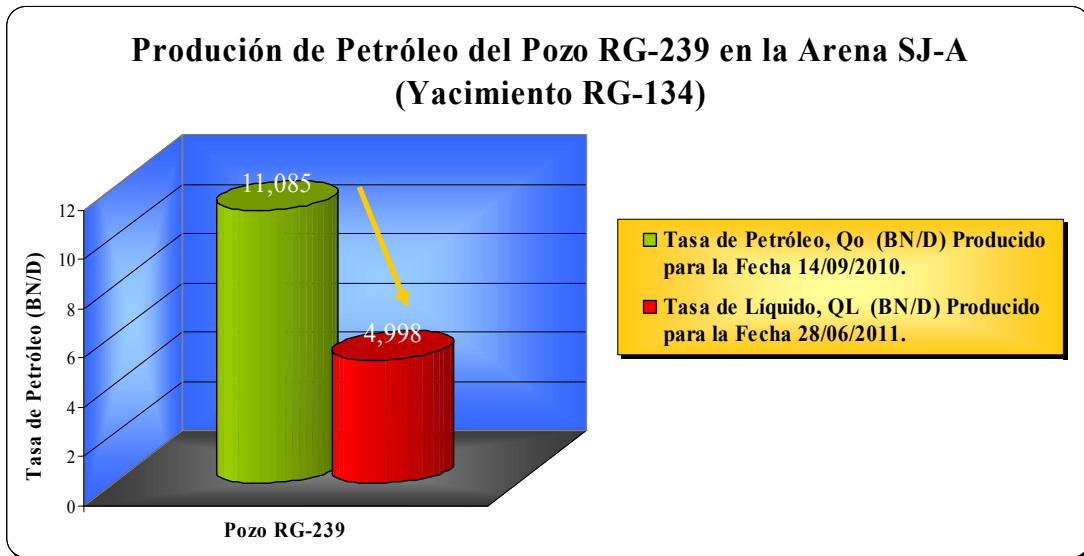
De acuerdo a los resultados obtenidos de la producción del pozo RG-239, la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) se registró un descenso en un 73,45% en la producción de líquido desde una tasa de 36,915 BN/D hasta 9,8 BN/D, donde la primera tasa nombrada fue la medida con el pozo ya completado con Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) y la última tasa es la obtenida luego de haber re-acondicionado el pozo con emulsión inversa reversible. Por lo tanto, el Nuevo Sistema TOFA no mejoró la producción de líquidos en la arena SJ-A debido a que ocasionó una reducción de la permeabilidad y porosidad en el reservorio que impide el buen drenaje del líquido desde el reservorio hacia el pozo.





**Gráfico 5.69. Producción de Gas del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

En el caso de la producción de gas se registró una disminución en un 76,73%, obteniéndose una tasa de 1,719 MMPCN/D para la fecha del 14/09/2010 y 0,4 MMPCN/D el 28/06/2011. A pesar que la emulsión TOFA causó daño a la formación, la disminución de la producción de gas así como de otros fluidos (agua y petróleo) puede atribuirse a la nueva completación utilizada en el año 2011, ya que posee una tubería de producción de 2-7/8” cuyo diámetro es mucho menor en comparación a la configuración Monobore con tubería de 5-1/2”, por lo tanto el pozo RG-239 para el año 2011 puede manejar menores caudales de gas que se ajustan al volumen que puede producir el tubing 2-7/8”.

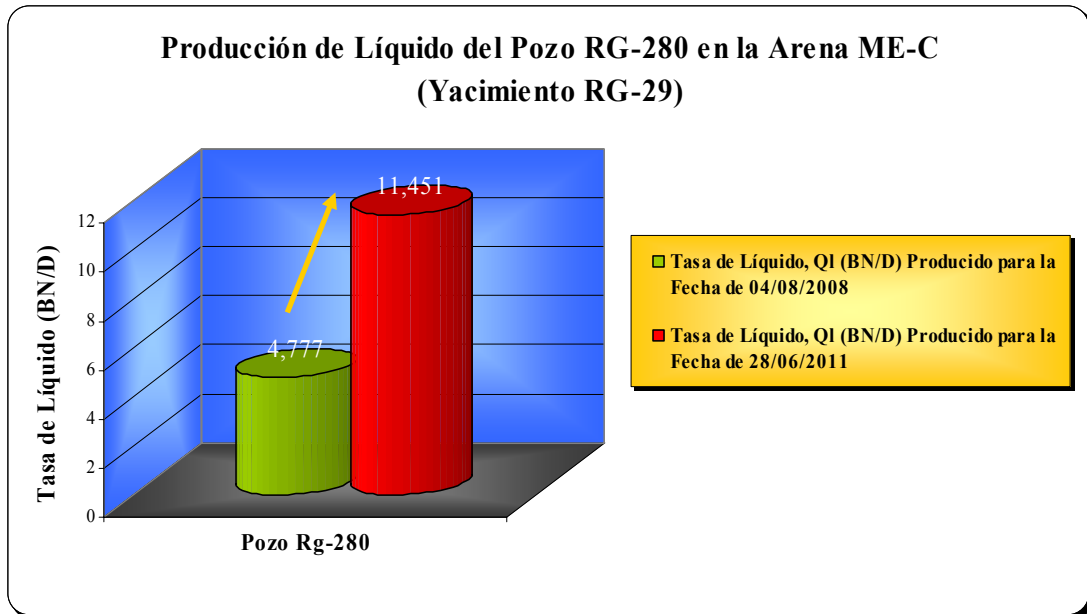


**Gráfico 5.70. Producción de Petróleo del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A  
(Yacimiento RG-134).**

Por último la producción de Petróleo también fue afectada porque hubo un descenso de la tasa desde 11,085 BN/D hasta 4,998 BN/D representando una disminución de un 54,91%. Debido a los factores que incidieron en la baja producción de gas y agua también afectarían la producción de petróleo, además hay que adicionarle el cambio del reductor de 3/8” utilizado en la completación sencilla selectiva del año 2011, el cual es de menor diámetro con respecto al estrangulador de 7/8” que usaba la configuración Monobore, por lo tanto el caudal obtenido en el año 2011 en superficie será menor volumen.

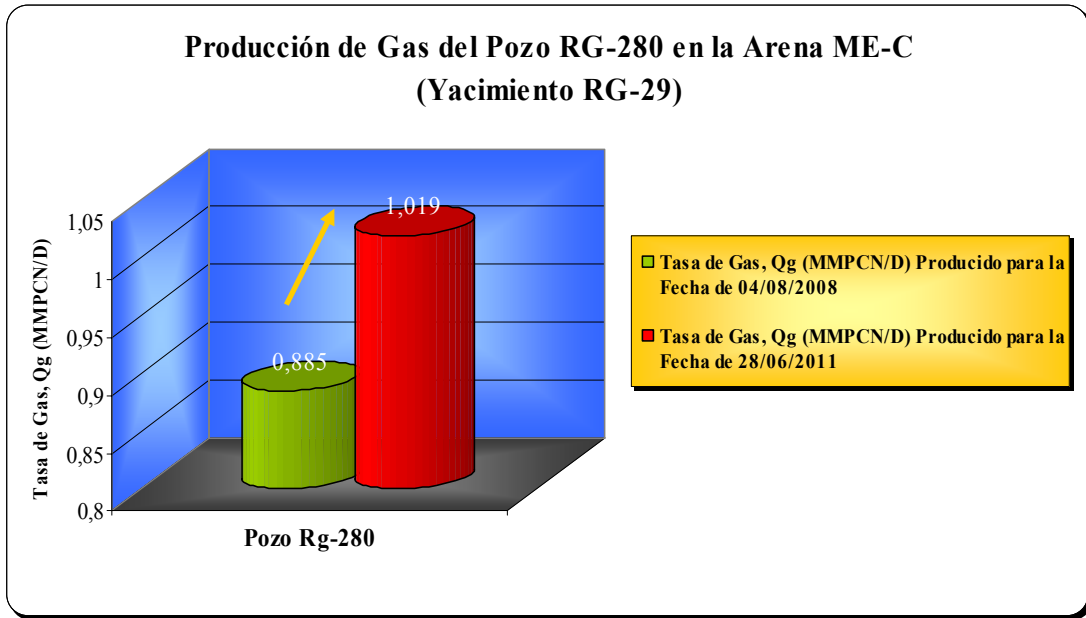
Debido al descenso de la producción de fluidos del pozo RG-239 no se cumplió el éxito volumétrico por el uso de emulsión de inversa reversible para re-acondicionar la arena SJ-A (yacimientos RG-134), debido a que afectó el índice de productividad y se disminuyó el potencial de producción del reservorio.

**5.2.5.2. Evaluación del Éxito Volumétrico para el Pozo RG-280 en la arena ME-C (Yacimiento RG-29).**



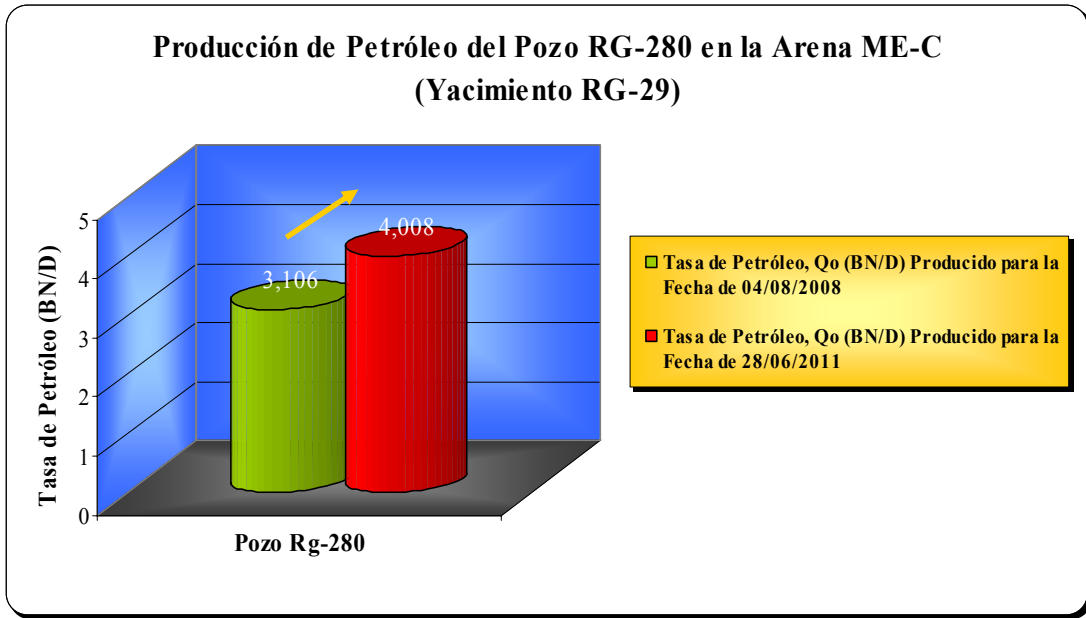
**Gráfico 5.71. Producción de Líquidos del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).**

El re-acondicionamiento realizado en la arena ME-C (yacimiento RG-29) mejoró la producción de líquido, obteniéndose una tasa de 4,777 BN/D para la fecha 04/08/2008 y 11,451 BN/D para el 28/06/2011, esto significa que hubo un incremento de un 58,28% en producción de líquido en el pozo RG-280. La simulación realizada en este pozo refleja que esta producción es en gran proporción de agua con 7,443 BN/D, por lo que el recañoneo efectuado en este pozo canalizó el acuífero que se encuentra cerca del yacimiento RG-29, sin embargo la energía hidráulica suministrada mejoró el barrido del flujo de petróleo aumentando su producción a una tasa de 4,008 BN/D.



**Gráfico 5.72. Producción de Gas del Pozo RG-280 en la Arena ME-C  
(Yacimiento RG-29).**

Con respecto a la producción de gas se incrementó en un 13,16%, obteniéndose una producción desde 3,106 MMPCN/D para la fecha de 04/08/2008 y aumento hasta 4,008 MMPCN/D para el 28/06/2011. Los resultados obtenidos en la reproducción de la producción en el pozo RG-280, reflejan que la arena ME-C (yacimiento RG-29) el cambio del reductor de 5/8" considerado de mayor diámetro con respecto al que utilizaba el pozo en el 2008, fue el que se ajusto mejor para la producción en el pozo garantizando menores caídas de presión en todo el sistema para el año 2011. La influencia que tuvo el Nuevo Sistema TOFA en las arenas productoras de hidrocarburos no ocasionó un daño muy grave, garantizando el potencial de producción de gas en el reservorio.



**Gráfico 5.73. Producción de Petróleo del Pozo RG-280 en la Arena ME-C  
(Yacimiento RG-29).**

La producción de petróleo se incremento en un 22,51%, obteniéndose 3,106 BN/D para la fecha de 04/08/2008 y 4,008 BN/D el 28/06/2011. El aumento de la tasa de petróleo se debe a que se cumplió con el objetivo del recañoneo de la arena ME-C y se mejoró el drenaje de este fluido desde el yacimiento RG-29 hasta el pozo RG-280, además de incluirse que se aumento el índice de productividad de líquido en la arena petrolífera al ser completada con emulsión inversa reversible, por lo que se mejoró la producción de fluidos al disminuir la caídas de presión en el fondo del pozo.

Debido al incremento de producción de fluidos en el pozo RG-280 en la arena ME-C (yacimiento RG-29) se considera un éxito volumétrico, porque el nuevo reacondicionamiento efectuado en el año 2011 cumplió con el objetivo planteado.

### **5.2.5.3. Evaluación del Éxito Volumétrico para el Pozo JM-210 en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99).**

El pozo JM-210 no se logró hacer la evaluación del éxito volumétrico, porque el pozo no contenía una prueba de producción aprobada por PDVSA Gas durante el desarrollo del proyecto. Sin embargo los datos obtenidos en este pozo para la fecha del 06/07/2011 fueron los siguientes:

- El pozo JM-210 se colocó reductor de ½”.
- Actualmente esta fluyendo al tanque portátil con reductor de ½” con presión de cabezal de 310 lpc
- La presión de casing es de 780 lpc, la presión de sistema es de 980 lpc, desplazando un aproximado de agua (65 %) + condensado (35 %).
- El tanque tiene 3,6 pies (aproximadamente 217 barriles). Al tanque se le saco un vaccums de aproximadamente 140 barriles de TOFA + Agua + Condensado.
- El pozo JM-210 se seguirá evaluando al tanque, una vez estabilizado se pasará a la estación y se probará.

### **5.2.6. Determinación a través de Simulaciones el Daño a la Formación por el uso de las Emulsiones.**

Las emulsiones inversas reversibles como fluidos mejorados de completación por lo general no ejercen sobre presión hacia la formación minimizando así el daño generado y son fluidos que retornan fácilmente durante la etapa de inducir el pozo a producción. Sin embargo, en el Área Mayor de Anaco esta siendo aplicado en los trabajos de re-acondicionamiento de los pozos RG-239, RG-280 y JM-210 pautados para el año 2011, debido a que las arenas interceptadas por estos pozos anteriormente fueron completadas con Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) y se generó un primer daño durante la completación con este fluido, la cual se le puede adicionar los daños generados por fluido de perforación, cañoneo, velocidades de producción, bloqueo por agua y entre otros factores que podrían incidir en un aumento del daño total a la formación.

Tomando como base el daño generado por la Salmuera de Cloruro de Sodio como fluido de completación de los pozos en estudio de este proyecto, se procedió a determinar su valor mediante las simulaciones con PIPESIM, luego se evaluó la influencia en el daño a la formación en los mismos pozos con la aplicación de la emulsión inversa reversible utilizando el Nuevo Sistema TOFA como surfactante durante los trabajos de re-acondicionamiento, a fin de comprobar si este último fluido nombrado cumple con las expectativas de minimizar el daño e incremento de la productividad de los pozos, las cuales fueron establecidas con los resultados obtenidos de laboratorio por parte de PDVSA Intevep y CVG con las formulaciones de las emulsiones.

### **5.2.6.1. Determinación a través de simulaciones del daño generado por el uso de Salmueras de Cloruro de Sodio en los trabajos de completación de los pozos RG-239 y RG-280 y JM-210.**

El daño generado por la Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) como fluido de completación en los pozos RG-239 y RG-280 y JM-210 fue determinado con el Simulador PIPESIM 2003 tomando en cuenta las siguientes premisas:

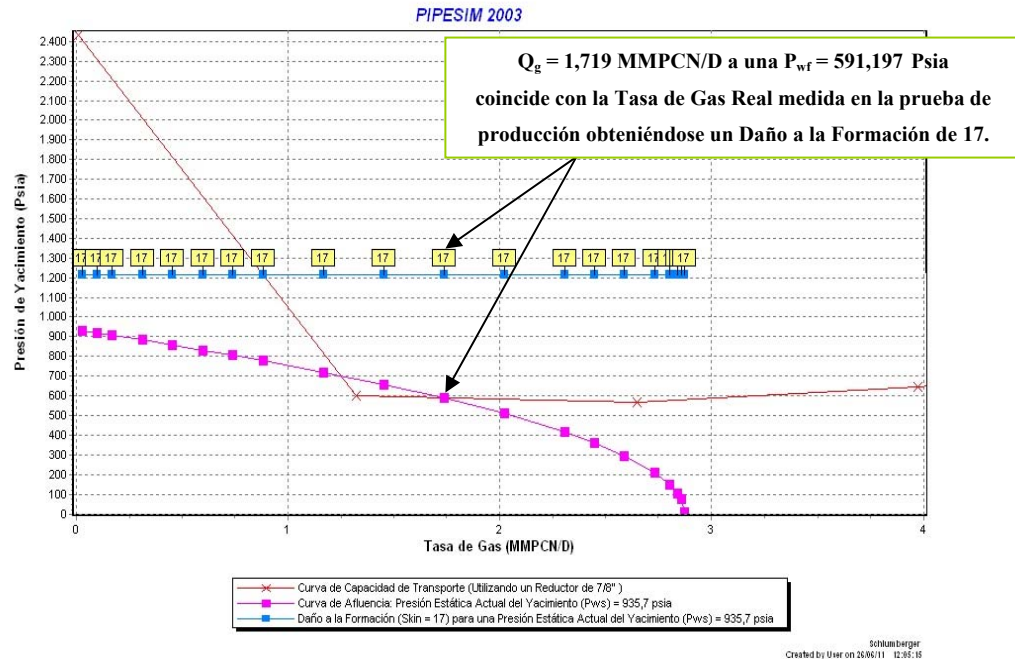
- Seleccionar únicamente las arenas propuestas a re-acondicionamiento en el año 2011 con TOFA.
- Las arenas propuestas a re-acondicionamiento deben tener una prueba de producción del año igual o inferior al 2010.

#### **5.2.6.1.1. Sensibilidades realizadas para la determinación del daño a la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en el Pozo Vertical RG-239.**

Inicialmente con el Simulador PIPESIM 2003 se le realizó un análisis nodal en pozo vertical RG-239 colocando el nodo solución al frente de la cara de la arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Teniendo los datos de la prueba de producción, las propiedades de los fluidos y petrofísicas del yacimiento se procedió a sensibilizar el daño a la formación, de manera de determinar el valor de este que lograra simulara las tasas reales obtenidas en la prueba de producción del pozo RG-239 (Tabla A-12) teniendo el siguiente resultado:



➤ Valor del Daño Verdadero a la Formación (S).



**Gráfico 5.74. Determinación del Daño a la Formación de la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) del pozo RG-239.**

Como se puede observar, la Curva de Capacidad de Transporte (utilizando un reductor de 7/8") intercepta la Curva de Afluencia obteniéndose una tasa optima de gas de 1,719 MMPCN/D a una presión de fondo fluente de 591,197 Psia, la cual coincide con la tasa de gas medida en la prueba de producción ( $Q_g = 1,71$  MMPCN/D) realizada en la fecha de 14-09-2010 en el pozo RG-239, por lo tanto, el valor del daño para la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) corresponde a un valor de 17 y se mantendrá constante para la Curva de Afluencia a medida que declina la presión de yacimiento. El daño a la formación de 17 demuestra que la Salmuera de Cloruro de Sodio utilizada como fluido de completación no minimizó el daño generado por el fluido de perforación sino que ayudó a la reducción de la porosidad y permeabilidad de la formación.

- Condiciones que utiliza el Simulador PIPESIM para la determinación del Factor de Daño (Skin= 17).

El simulador PIPESIM determina el daño a la formación mediante un análisis cuantitativo, donde supone que el pozo se encuentra terminado a hoyo abierto y que los pseudodaños son nulos, en el primero nombrado este incluye valores aproximados del diámetro y permeabilidad de la zona dañada y compactada, el intervalo de la terminación, la permeabilidad vertical y por último el diámetro, longitud y densidad del disparo emitido por el cañón. Por lo tanto, el valor del daño a la formación de 17 obtenido mediante las sensibilidades realizadas con el Análisis Nodal corresponde al daño verdadero a la formación (Skin). Este alto valor de daño en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) puede ser diferentes factores que serán explicados a continuación.

- Daño debido al filtrado hacia la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) por el uso de una emulsión inversa base aceite durante la terminación de la fase 6-1/2”.

**Tabla 5.20. Presiones Obtenidas Durante de Perforación de la Fase 6-1/2”.**

PRESIONES FASE 6-1/2”							
Profundidad (Pies)	Arena/ Yacimiento	Tipo de Lodo	Presión Hidrostática (Lpc)	Presión de Formación (Lpc)	Temperatura (°F)	Tiempo de Restauración (minutos)	Observación
10353	Arena SJ-A /Yacimiento RG-134	Lodo invertido con 67% aceite Vassa y 17% agua a 10,0 Lb/gal.	4874	2294	261	2,6	Buena Permeabilidad
10436	Arena SJ-A /Yacimiento RG-134	Lodo invertido con 67% aceite Vassa y 17% agua a 10,0 Lb/gal.	4917	2236	205	1,67	Buena Permeabilidad

**Nota:** Reporte de Presiones, suministrado por PDVSA Gas.

De acuerdo a las clasificaciones que se tiene para los daño, el pozo RG-239 por tener un Factor Skin mayor a 10 se considera que las condición del pozo es altamente dañado. Uno de los factores del elevado valor del daño puede deberse al uso de un lodo invertido base aceite constituido por 67% Vassa y 17% agua con una densidad de 10 lb/gal durante la terminación de la fase 6-1/2" del hoyo, donde se trabajó con una perforación sobre balance manteniendo una presión hidrostática muy alta de 4874 lpc a una profundidad de 10353' en comparación a los 2294 lpc que presentaba la formación, posteriormente la presión hidrostática aumentó para una profundidad de 10436' a 4917 lpc mientras que la presión de formación disminuyó ligeramente a 2236 lpc. El elevado valor de la presión hidrostática del lodo durante la terminación puede ser causado por:

1. Influjo de Agua Salada.

Los problemas operacionales ocurridos a una profundidad de 8516' durante la perforación del hoyo 8-1/2" x 9-1/2" reflejan un aporte constantemente de agua al sistema lodo, motivo por el cual se cambió el lodo 100% aceite Vassa a un sistema invertido constituido de 67% aceite y 17% agua con una densidad de 10 lb/gal.

2. Estabilidad de las Lutitas de Formación.

De acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco la formación de San Juan presenta capas de lutitas negras de centímetros de espesor, arcáceas, localmente calcáreas. Estas lutitas están compuestas de arcillas las cuales son altamente hidratables y tienden a hincharse en presencia de agua causando dispersión de la pared del hoyo y para poder estabilizarla las lutitas de formación se debe aumentar la densidad del lodo por lo que se incrementa la presión hidrostática.

La alta presión ejercida por la columna del lodo invertido hacia la formación puede causar un aumento del filtrado hacia la formación, aunque que la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) posee una pobre porosidad de 8% esta contiene buena permeabilidad de 15mD por lo que la filtración y el revoque es inevitable del fluido de perforación. En el caso del filtrado del lodo puede haberse profundizado hacia la formación debido a las características que presenta la formación de San Juan, ya que aparte de contener lutitas también consta de intercalaciones de capas de areniscas de 0.3 a 1,0 metro de espesor, de grano fino y bien escogidas.

En los fluidos base aceite las partículas de Carbonato de Calcio usadas como agente densificante y puenteante sufren una degradación mecánica o atrición, cuando son sometidas al proceso de recirculación continua a través de todo el sistema hidráulico y a medida que el tiempo de exposición es mayor, la invasión de fluido hacia la formación se hace más profunda y el daño más considerable, disminuyendo la productividad del pozo. Cuando la arena es abierta a producción, las partículas depositadas en el sistema, pasan de poro a poro aumentando la severidad del daño en las inmediaciones del pozo.

➤ Daño debido por el uso de una Salmuera de Cloruro de Sodio durante la completación del pozo RG-239.

Durante la completación de pozo RG-239 se utilizó una Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) como fluido de completación, cuyo objetivo debía garantizar la limpieza del hoyo y minimizar el daño a la formación provocado por el lodo invertido, sin embargo, por el valor del daño obtenido (Skin=17) se puede decir que el fluido de completación causó daño a la formación. En este caso como no se puede saber que exactamente lo que causo el daño a la formación por la aplicación de la salmuera, se pueden predecir los factores que se relacionan las características de la

formación, formulación de la salmuera y las malas operaciones que pueden ocurrir durante la completación del pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).

El daño debido a la Salmuera de Cloruro de Sodio puede ser atribuido por el hinchamiento de arcillas que se encuentran en las mismas areniscas de formación en presencia de agua, el hinchamiento y la migración pueden bloquear las aberturas del poro cuando existe incompatibilidad del NaCl con la sal presente en la formación.

Otro factor que puede causar daño a la formación debido a la Salmuera de Cloruro de Sodio se atribuye a la filtración que ocurre en la arena SJ-A, este debe eliminar los sólidos dispersos o los líquidos insolubles de la salmuera, como estas partículas no tienen un tamaño uniforme, cuando no ocurre una buena remoción los sólidos pueden obturar las gargantas de poro de la formación permeables, causando daño a la formación.

El factor skin también puede incrementarse al ocurrir una contaminación de las salmueras de NaCl, esta puede ser por fuentes de sólidos no filtrados que permanecen dentro del pozo, tales como sólidos perforados de la formación, aceite, condensado, grasa, grasa para rosca o impurezas en la sal base. Cualquiera que sea la fuente, estos contaminantes suelen crear problemas para la filtración y pueden causar daño a la formación. La contaminación también puede ser causada por las reacciones químicas de las salmueras, los aditivos y agentes tensoactivos con las rocas de formación, los hidrocarburos o las aguas de la formación.

Por último el aumento del daño por efecto de la salmuera de sodio puede generarse por el cambio ineficiente entre el lodo invertido base aceite empleado en operaciones de perforación del hoyo 6-1/2" y la Salmuera de Cloruro de Sodio utilizado como fluido de completación, donde se aumenta el tiempo de filtración y se obtienen sólidos en la salmuera y se profundiza así el daño generado a la formación.

➤ Daño por Punzado.

Para la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) se utilizó un Cañón Casing Gun 3-3/8", Carga HMX (alta penetración) de 6 TPP para cañonear, logrando un espesor de arena neta cañoneada de 82 pies. Generalmente con este tipo de cañón se realizan cuatro disparos por pie con un ángulo entre cada uno de 60° y con un diámetro del agujero aproximado de 0,5 pulgadas. El jet penetra la formación a alta velocidad, desplazando radialmente el material de formación, creándose la zona compactada alrededor del agujero y reduciendo la permeabilidad original, por lo tanto por efecto de cañoneo se incrementa el daño a la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).

El Cañón Casing Gun bajado con cable eléctrico, producen orificios de gran penetración que atraviesen la zona dañada por el lodo de perforación. Sin embargo, el cañoneo debe ser realizado con el pozo en condiciones de sobre-balance, con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie. Esta condición de sobre-balance deja los orificios perforados taponados por los restos de las cargas, aún si el intervalo cañoneado es achicado o el pozo puesto a producción; es muy raro que se pueda generar un diferencial de presión que limpie la mayoría de los orificios perforados, creándose con esta condición altas velocidades de flujo y turbulencia en el frente productor. La zona compactada alrededor de los orificios perforados y los restos de las cargas, son muy difíciles de remover acidificando o achicando; tan solo la zona compactada puede reducir la permeabilidad original hasta un 80%.

El daño a la formación puede incrementarse cuando existe taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico y puede ser muy severo debido a que son acarreados al fondo del agujero en forma de partículas del tamaño de arena o más pequeñas. Otra forma de taponamiento puede ser cuando los disparos tienden a

llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara en lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contra flujo, la presencia de partículas compactadas y trituradas de la formación alrededor de los disparos reduce aún más la probabilidad de limpiar los disparos. Los lodos con alta densidad mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de tapones densos en los disparos.

- Daño por producción a elevados caudales de flujo en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).

**Tabla 5.21. Producción del Pozo RG-239.**

Fecha (Año)	Tasa de Gas Producido (MMPCN/D)	Tasa de Petróleo Producido (BN/D)
2007	3,0	-
2008	0,196	7,0
2009	Sin producción	Sin producción

**Nota:** Suministrado por PDVSA Gas.

La arena SJ-A perteneciente al yacimiento RG-134 fue colocada a producción mediante el pozo RG-239 manteniendo una completación tipo Monobore con tubería de producción de 5-1/2”, ésta configuración exige por lo general altos caudales de producción de fluidos para esta arena por lo que inició su producción en el año 2007 con 3,0 MMPCN/D de gas, sin embargo el elevado caudal inicial para el pozo RG-239 puede generar un daño a la formación porque puede existir fangos nativos y arcillas sueltas entrampadas en la pared poral, y puede comenzar a moverse a flujos elevados. Dependiendo del tamaño de las partículas pueden bloquear el poro a través de su interconexión con el siguiente o migrar hacia otros poros aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo. El drawdown excesivo hace caer la

presión poral en las rocas inmediaciones del pozo, y puede exceder a la fuerza compresiva de la roca, esto puede evidenciarse por el año 2008 cuando disminuye la tasa de producción a 0,196 MMPCN/D de gas con 7 BN/D de petróleo. La reducción de presión poral durante la producción, y muchas veces el enfriamiento provocado por la expansión del gas, resulta en un taponamiento por precipitación orgánica o inorgánica. La mayor parte de las veces, estos depósitos afectan solamente a la cadena de producción y al equipo de superficie, sin embargo, hay caso en que puede reducir la permeabilidad en la formación.

El drawdown excesivo en reservorios productores de gas condensado, conduce a una presión de flujo por debajo del punto de rocío en el fondo del pozo, ocurriendo una destilación in-situ de las fracciones livianas producidas, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación causando una caída de la permeabilidad relativa al gas.

El daño generado en la arena SJ-A por producción de altos caudales de fluidos puede considerarse muy grave, ya que en Octubre del 2009 el pozo RG-239 fue reportado muerto, lográndose incorporar mediante desalojos de líquidos.

➤ Daño por Bloqueo por Agua (Water Block).

La arena SJ-A (Yacimiento RG-134) esta delimitado al Norte, Este y Oeste por un Contacto por Agua estimado a 10450', la presencia del acuífero afectó la producción de hidrocarburos en el pozo RG-239 debido al aumentó la tasa de agua producida con el tiempo llegándose a tener 70% de corte de agua para la fecha de 14/09/2010. Cuando se tienen alta producción de agua en el pozo puede causar un daño a la formación por bloqueo por agua, la cual ocurre al incrementarse la saturación de agua en el pozo por lo que se disminuye la permeabilidad relativa al petróleo. Esto se favorece cuando existe arcillas intraporales como la Ilita debido a su forma particular



y la dirección de su crecimiento, las arcillas aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyéndose al mismo tiempo el tamaño de los poros y por ende la porosidad del sistema, aumentándose así la retención de agua en las paredes porales agravándose el daño a la formación.

➤ Pseudodaños o Pseudoskin.

Los daños anteriormente mencionados contribuyen al daño verdadero de la formación (Skin), aunque el simulador PIPESIM no toma en cuenta los pseudodaños o pseudoskin para tener un valor aproximado del daño real en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134), se deben tomar en cuenta porque los pseudoskin remanentes ocurridos en el pozo RG-239 puede estar afectando el alto valor del daño obtenido por el simulador (Skin= 17).

➤ Pseudodaños o Pseudoskin y Altas Velocidades de Perforación

Si el pozo RG-239 se perforó a altas velocidades de penetración en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) puede causar en las inmediaciones del pozo que caiga por debajo del punto de rocío del gas condensado, resultando líquidos emergiendo alrededor de las inmediaciones del pozo alterando el flujo (bloqueo por líquidos), este fenómeno son efecto de la permeabilidad relativa, pero nunca manifiestan por si mismo como pseudoskin positivo.

➤ Pseudodaños o Pseudoskin y Altas Caudales de Producción

Como se mencionó anteriormente la arena SJ-A perteneciente al yacimiento RG-134 se colocó a producir mediante la configuración Monobore, esta completación exige un elevado caudal de producción lo que puede ocasionar un flujo turbulento en la formación. El correspondiente pseudoskin positivo es proporcional al caudal del flujo

por encima de un mínimo dado, debajo de este valor crítico, tal pseudoskin no existe, puesto que no hay desgaste mecánico en la cara de la arena (sandface) producido por la tasa de flujo.

El diámetro de la configuración Monobore del pozo con tubería de producción 5-1/2” puede modificar progresivamente el flujo laminar a turbulento y crear un pseudoskin que se suma al daño real de la formación.

➤ Otros Pseudodaños o Pseudoskin.

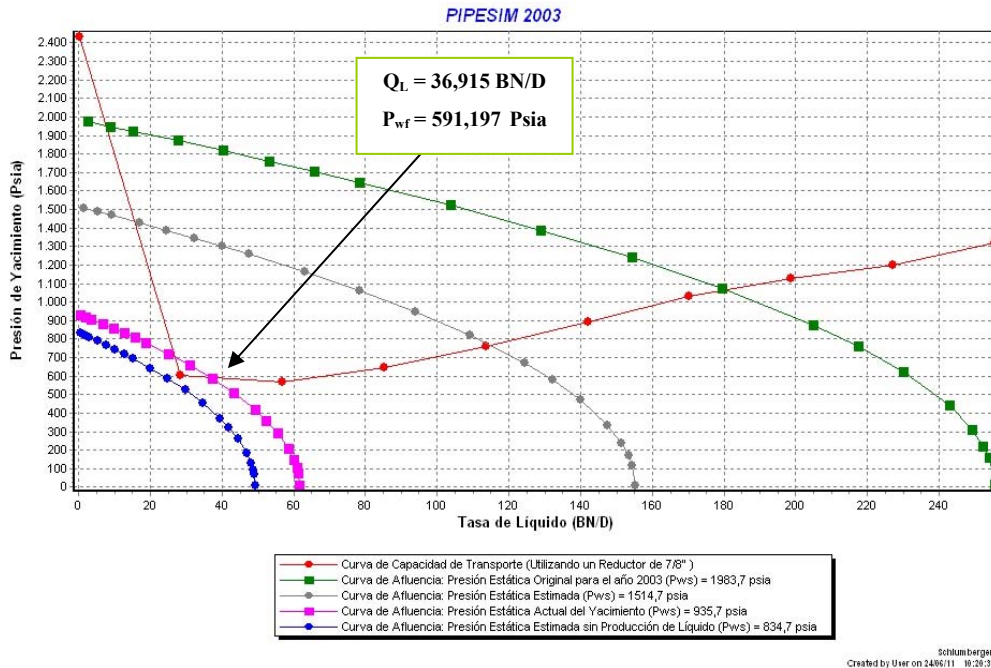
El pobre aislamiento entre zonas productivas como resultado de una pobre cementación puede aumentar los pseudodaños por reducción de permeabilidad al gas cuando se mezcla con petróleo.

A continuación se muestra la simulación de las tasas de los fluidos en el pozo RG-239.

➤ Premisa Utilizada para la Simulación del pozo RG-239.

Para hacer la simulación del Pozo Vertical RG-239 para la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) con Daño a la Formación (Skin= 17), se tomó como premisa que la presión estática real (Pws) medida con el Registro de Presión y Temperatura en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) para la fecha de 27-01-2010, se mantiene constante hasta la fecha de 14-09-2010 cuando se realizó la prueba de producción en el pozo RG-239.

➤ Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=17).

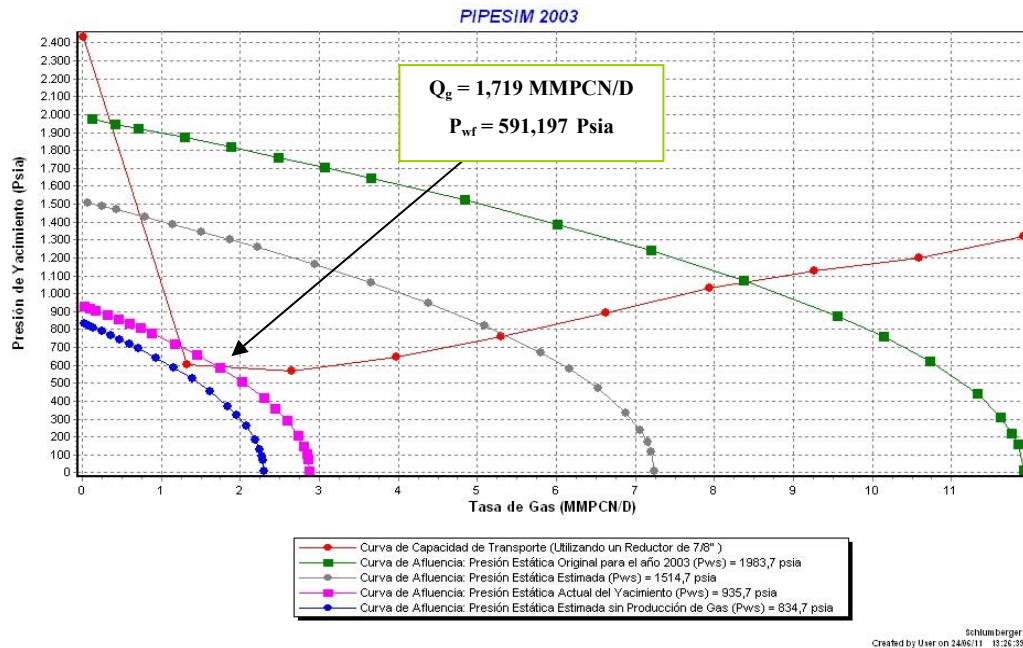


**Gráfico 5.75. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).  
Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=17).**

La arena SJ-A de acuerdo a la presión del yacimiento de 935,7 Psia produce una tasa de líquido estimada para la fecha de 14/09/2010 de 36,915 BN/D a una presión de fondo fluente de 591,197 Psia, dicha tasa es elevada debido a que corresponde a los 11,085 BN/D de volúmenes de petróleo producido y de 25,83 BN/D de agua, la producción de estos fluidos en conjunto a la producción de gas generan 217,43 Psia de presión de cabezal y 154,7 Psia de separador. A pesar del elevado daño obtenido para la tasa de líquido con un valor de 17, la arena SJ-A sigue produciendo fluidos pero con un reductor de gran diámetro de 7/8" debido a la configuración Monobore del pozo con tubería de 5-1/2". Sin embargo, ésta arena se estima que dejará la producir líquidos a una presión de 834,7 Psia debido a factores entre los más

importantes de mencionar: el daño de formación, la configuración del pozo, el diámetro del reductor, la presión de separación, entre otros.

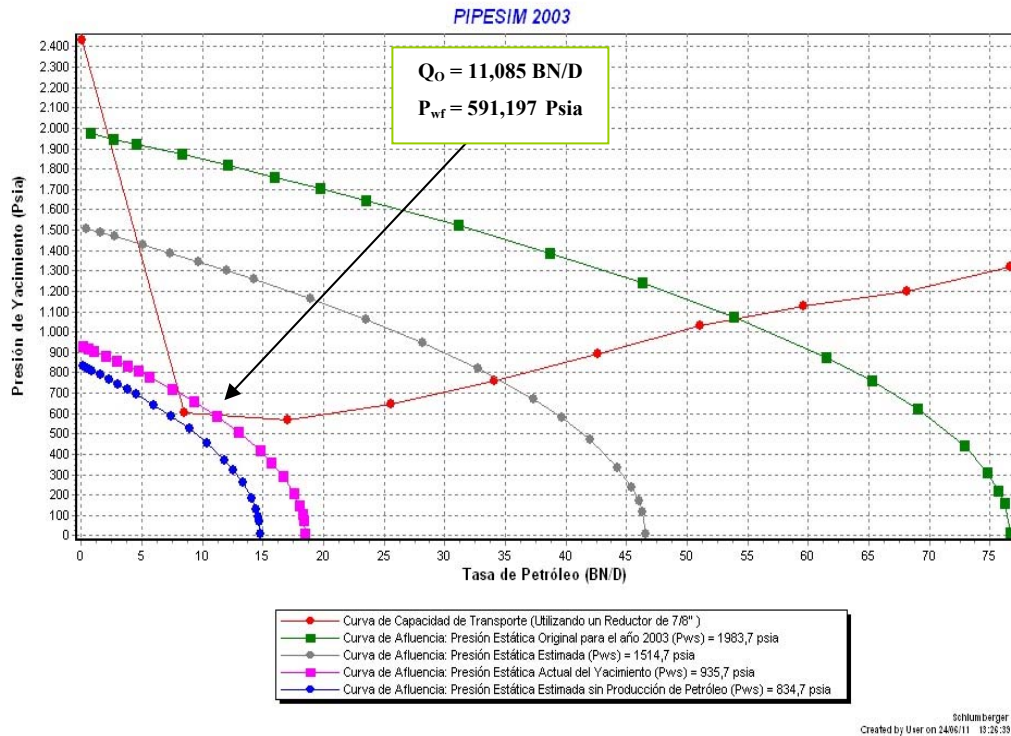
➤ Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=17).



**Gráfico 5.76. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).  
Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=17).**

La tasa óptima de producción de gas para la fecha de 14/09/2010 es de 1,719 MMPCN/D con una presión de fondo fluente de 591,197 Psia, el volumen de gas se produce a través de la configuración Monobore del pozo con tubería de 5-1/2" con un reductor de 7/8" en conjunto a los otros fluidos (Petróleo y Agua), generando 217,43 Psia de presión de cabezal y 154,7 Psia de separador. Se estima que la arena SJ-A no producirá gas con una presión de 834,7 Psia debido a factores igual como en el caso anterior el daño a la formación de 17, la configuración del pozo, el diámetro del reductor utilizado, presión de separación, entre otros.

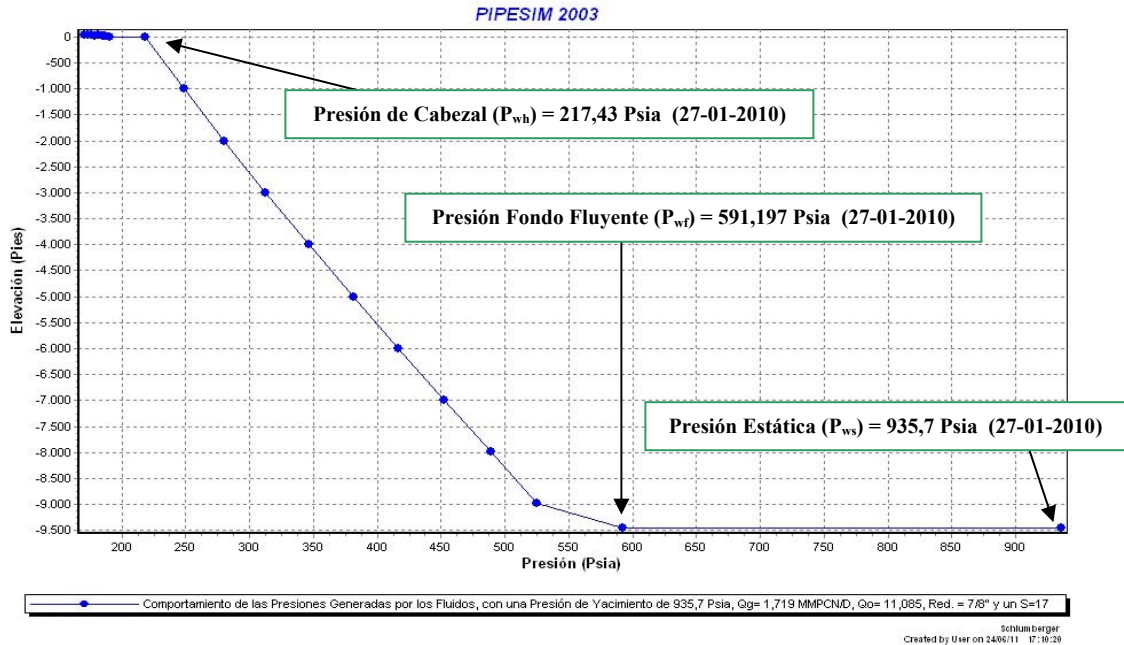
➤ Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=17).



**Gráfico 5.77. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).  
Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=17).**

El pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) produce una tasa de 11,085 BN/D de petróleo a una presión de fondo fluente de 591,197 Psia, como esta arena corresponde a un reservorio de gas condensado se obtendrán un bajo volumen de petróleo producido, pero existe producción del fluido cuando se llega una presión de 935,7 Psia. Se estima que la arena SJ-A dejará de producir petróleo cuando llegue a una presión de 834,7 Psia e igualmente como en los casos anteriores es causado por el daño a la formación de 17, la configuración Monobore con tubería de 5-1/2" del pozo y el reductor de 7/8", presión de separación, entre otros.

➤ Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos



**Gráfico 5.78. Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 935,7 Psia,  $Q_g = 1,719$  MMPCND,  $Q_o = 11,085$ , Red. = 7/8" y un S=17. Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

De acuerdo al comportamiento de presiones generadas por los fluidos de la arena SJ-A (Yacimiento RG-134), se observa que la presión de yacimiento es de 935,7 Psia para la fecha de 14/09/2010 y se genera una presión de fondo fluyente de 591,197 Psia al frente la cara de la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) ubicada en el fondo del pozo. La diferencia de presiones ocasiona la primera caída de presión de 344,503 Psia en el sistema producto del gran tamaño del diámetro utilizado en la tubería de producción de 5-1/2", la cual requiere mayor presión para producir la tasa requerida de acuerdo a la configuración Monobore del pozo ( $Q_L = 36,915$  BN/D y  $Q_g = 1,719$  MMPN/D).

La presión de cabezal obtenida fue de 217,43 Psia, teniendo una segunda caída de presión en el sistema de producción de 373,767 Psia generada principalmente por el gran tamaño de diámetro del reductor de 7/8" para poder producir el volumen de fluido que exige la configuración Monobore. Además la tasa de gas de 1,719 MMPN/D está muy por debajo de la tasa de crítica de Turner de 4,72 MMPCN/D requerida para poder levantar la columna de líquidos (Calculada para la prueba de producción de la fecha de 14-09-2010 en la tabla A-14), ya que las velocidades de gas son inferiores a la velocidad crítica necesaria para levantar el líquido que se encuentra en la tubería, por lo tanto, se necesitará una mayor presión para poder levantar el columna de fluido hasta la superficie.

El sistema que inicialmente fue establecido para producir fluido a una presión de separación de 154,7 Psia por la baja presión de yacimiento, originó una tercera caída de presión del sistema con 62,73 Psia. Ésta puede ser debido a diversos factores tales como la utilización de una tubería para la línea de flujo con diámetro interno de 3,826 psia, rugosidad 0,0012 plg y distancia horizontal de 2,2 Km entre el cabezal y el separador, adicional se le incorpora la transferencia de calor usado para la línea que fue del tipo desnuda (al Aire) generando 20,0 BTU/hr/pe<sup>2</sup> y el tipo de separador usado para la prueba de producción puede afectar considerablemente la caída de presión.

Por lo tanto, el sistema de producción utilizado para el pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) genera una caída de presión total de 781 Psia durante el desplazamiento de los fluidos desde el reservorio hasta el separador.

- Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-239 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha 14-09-2010

**Tabla 5.22. Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-239 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha 14-09-2010.**

<b>Tubing 5 ½"</b>	<b>Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en Condiciones Ideales para la Fecha de 14/ 09/ 2010</b>	<b>Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en Condiciones Reales para la Fecha de 14/ 09/ 2010</b>
<b>Daño</b>	0	17
<b>Q<sub>L</sub> (BN/D)</b>	90,897	36,915
<b>Q<sub>g</sub> (MMPCN/D)</b>	4,241	1,719
<b>Q<sub>o</sub> (BN/D)</b>	27,256	11,085
<b>P<sub>ws</sub> (Psia) (27-01-2010)</b>	935,7*	935,7*
<b>P<sub>wf</sub> (Psia)</b>	680,263	591,197
<b>P<sub>wh</sub> (Psia)</b>	368,422	217,43
<b>Psep (Psia)</b>	154,7	154,7
<b>Reductor (Pulg)</b>	7/8"	7/8"
<b>IP Líquido (BN/D/Psia)</b>	0,354 (Ideal)	0,106 (Real)
<b>IP Gas (MMPCN/D/Psia<sup>2</sup>)</b>	0,017 (Ideal)	0,005 (Real)
<b>EF (BN/D/Psia ideal)/(BN/D/Psia real) (Con respecto al Líquido)</b>	1,0 (Ideal)	3,339
<b>EF (MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> ideal)/(MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> real) (Con respecto al Gas)</b>	1,0 (Ideal)	3,4

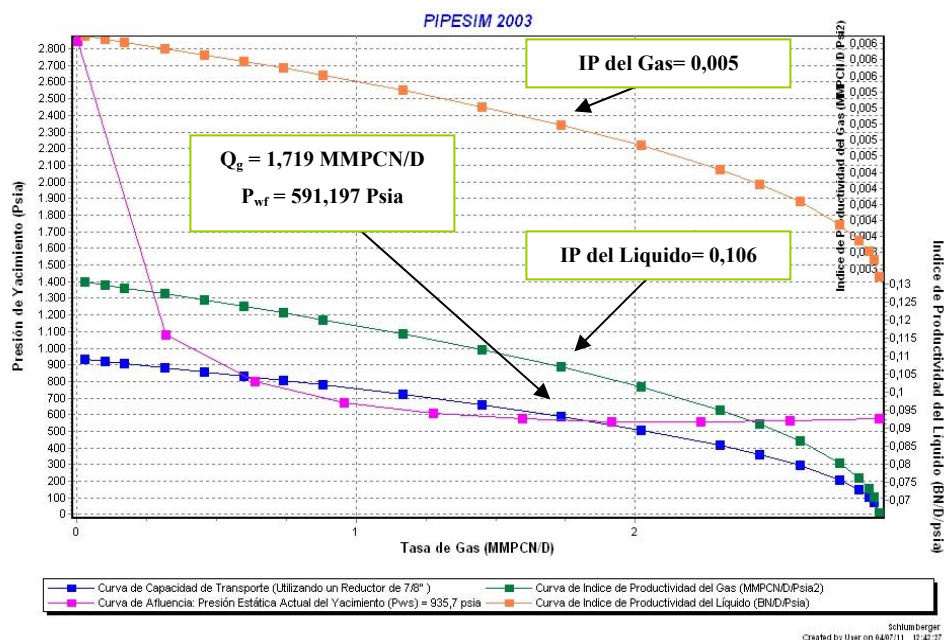
\*Se tomó como premisa que la presión estática real (Pws) medida con el Registro de Presión y Temperatura en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) para la fecha de 27/01/2010, se mantiene constante hasta la fecha de 14/09/2010 cuando se realizó la prueba de producción en el pozo RG-239.

En la tabla superior se observa que el daño con un valor de 17 ocasionado en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) disminuyó considerablemente la producción de



fluidos en un 59,4% comparado con un sistema ideal ( $skin=0$ ), este último que ser un sistema ideal demuestra la gran potencialidad de la arena con una producción de fluidos al 100%. Los resultados indican que el daño generado durante la perforación y completación del pozo RG-239 está ocasionando un bloqueo del desplazamiento del fluido desde el yacimiento hacia el pozo. Además el daño generado ocasiona una mayor caída de presión adicional en el sistema por la presión de fondo fluyente de 591,197 Psia obtenida en el pozo, por lo que se registraran menores presiones de cabezal, entonces se puede decir que el fluido desplazado a través de la tubería de producción va a tener carencia de energía para levantar el alto caudal que exige la configuración Monobore del pozo por tener un mayor diámetro con respecto a otras completaciones, la cual concuerda con lo anteriormente explicado donde la tasa crítica de Turner de 4,72 MMPCN/D que es mucho mayor a la tasa de 1,719 MMPCN/D de gas producida y por ende las velocidades de gas superficiales serán inferiores a la velocidad crítica necesaria para levantar el líquido que se encuentra en la tubería.

Con respecto al índice de productividad de la arena SJ-A se observa una reducción del 0,248 BN/D/Psia y 0,012 MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> para el líquido y gas producto del daño generado a la formación, por lo que la arena perteneciente al yacimiento RG-134 tiene índice de productividad de 0,106 BN/D/Psia del líquido y 0,005 MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> del gas para la fecha del 14/ 09/ 2010 como se muestra en el grafico inferior.



**Gráfico 5.79. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).  
Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas con Daño a la  
Formación (S=17).**

La arena SJ-A tiene una Eficiencia de Flujo (EF) de 3,339 con respecto al líquido, entonces por cada tasa de 3,339 BN/D que podían producirse en condiciones ideales con una caída de presión de 255,278 psia, ahora se obtendrá ahora 1,0 BN/D con una mayor caída de presión de 344,503 psia debido al daño generado a la formación de 17, esto genera que en el yacimiento se queden 2,339 barriles que se podían extraer hasta la superficie.

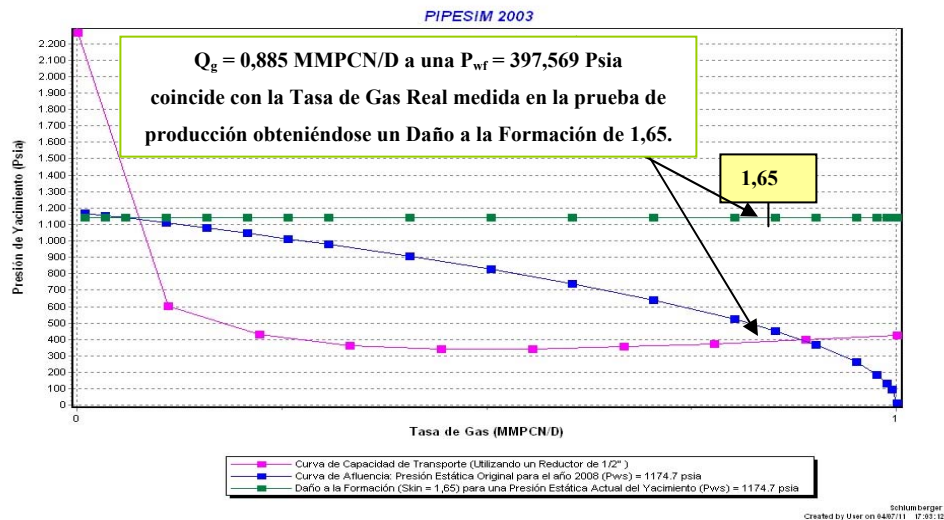
En el caso del gas la arena posee una Eficiencia de Flujo de 3,4 entonces por cada 3,4 MMPCN/D de gas que podía producir en condiciones ideales con una caída de presión de  $(255,278 \text{ psia})^2$ , ahora se obtendrá ahora 1,0 MMPCN/D con una mayor caída de presión de  $(344,503 \text{ psia})^2$ , quedando en el reservorio una cantidad de 2,4 millones de pies cúbicos que se podían producir desde el reservorio. Por lo tanto,

el daño fue muy elevado para la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) y minimizó su productividad.

### 5.2.6.1.2. Sensibilidades realizadas para la determinación del daño a la arena ME-C (Yacimiento RG-29) en el Pozo Direccional RG-280.

Igualmente en el caso de la simulación realizada para el pozo RG-239 con el Simulador PIPESIM 2003 se le realizó un análisis nodal en pozo RG-280 con la diferencia que este corresponde a un pozo direccional y se debe colocar como un pozo horizontal en el simulador, pero se mantuvo el nodo solución en el fondo del pozo, al frente de la cara de la arena ME-C (Yacimiento RG-29). Se procedió a sensibilizar el daño a la formación, de manera de determinar el valor de este que lograra simular las tasas reales obtenidas en la prueba de producción del pozo RG-280 (Tabla B-16) obteniéndose el resultado que se muestra a continuación.

#### ➤ Valor del Daño Verdadero a la Formación (S).



**Gráfico 5.80. Determinación del Daño a la Formación de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) del pozo RG-280.**

En la grafica superior se obtuvo que la Curva de Capacidad de Transporte (utilizando un reductor de 1/2”) intercepta la Curva de Afluencia resultando una tasa optima de producción de 0,885 MMPCN/D de gas a una presión de fondo fluyente de 397,569 Psia y coincide con la tasa de gas medida en la prueba de producción (Qg= 0,885 MMPCN/D) realizada en la fecha de 04-08-2008 en el pozo RG-280, por lo tanto, el valor del daño para la arena ME-C (Yacimiento RG-29) corresponde a un valor de 1,65. En este caso como el Factor Skin es mayor a cero se considera que la condiciones del pozo es dañado, cuyo valor fue el mas bajo registrado en los tres pozo estudiados en este proyecto, por lo tanto se puede decir que la salmuera de Cloruro de Sodio utilizada para completar el pozo RG-280 causó muy poco daño a la formación y mejoró la limpieza del hoyo durante la terminación. El daño generado a la arena ME-C (Yacimiento RG-29) puede haberse originado principalmente por dos factores importantes mencionado a continuación.

- Daño a la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) por el uso de un lodo “drill in” durante la terminación de la fase 8-1/2”.

El pozo RG-280 es un pozo direccional que se le aplicó un fluido de perforación especializados para la formación productora ME-C (Yacimiento RG-29) llamados “Drill-In”, generalmente este tipo de fluido minimizan el daño a la formación, sin embargo, estos fluidos se aplican en los pozos sin haber considerado para el diseño de estos fluidos la mezcla de polímeros para el control de filtrado, agentes inhibidores de arcillas y una adecuada granulometría del agente densificante y puenteante como lo es el carbonato de calcio y la sal, el cual, el primero nombrado es el principal componente en las formulaciones que controla efectivamente la fuga del fluido hacia la formación y ofrece una zona de revoque que puede ser removida de manera fácil y eficaz, por el fluido producido.

Como se explicó anteriormente en el daño causado al pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134), ocurrirá el mismo caso para la arena ME-C (Yacimiento RG-29) en el pozo RG-280 donde el carbonato de calcio sufre una degradación mecánica o atrición, cuando estas son sometidas al proceso de recirculación y tiempo de exposición, la invasión de fluido hacia la formación se hace más profunda y el daño considerable, disminuyendo así la productividad del pozo. Además la arena ME-C está caracterizada por estar constituida de areniscas masivas, el cual para este caso poseen una buena porosidad (12%) y moderada permeabilidad (14 mD), por lo que puede aumentar la profundidad del filtrado del lodo e incrementar así el daño a la formación.

➤ Daño por Punzado.

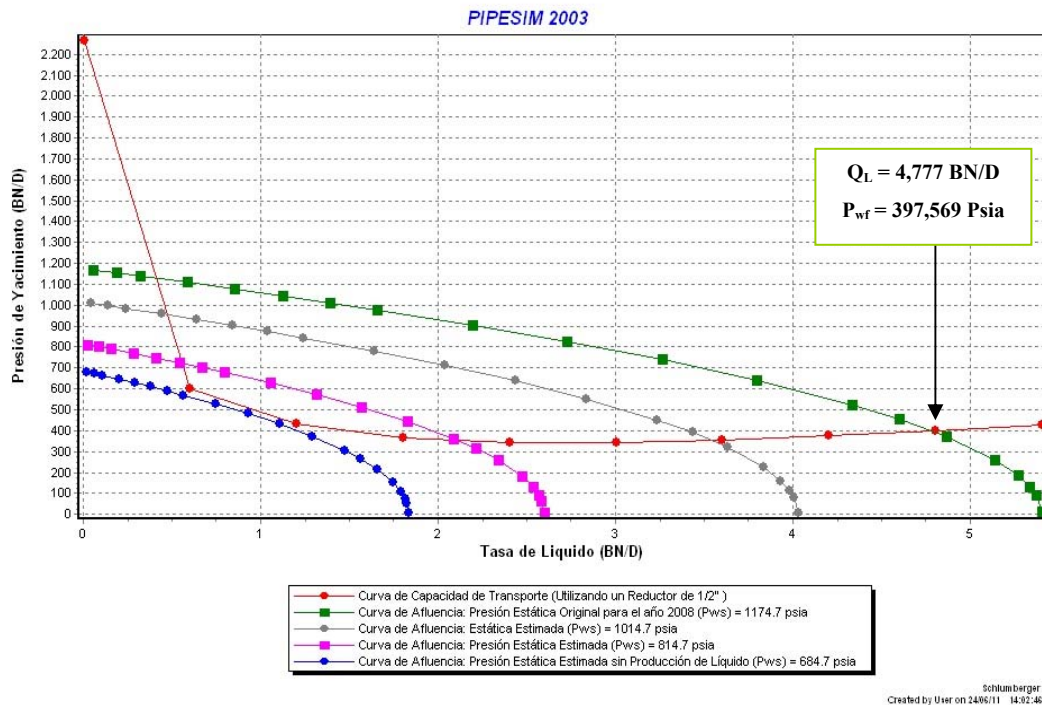
Para la arena ME-C (Yacimiento RG-29) se utilizó un Cañón Casing Gun 4-1/2", TCP (alta densidad y penetración) de 6 TPP. El sistema de Disparo Bajado con Tubería (TCP) posicionó el cañón en el intervalo 9010'-9030' y 9062'-9082' con la tubería de trabajo, haciendo la operación de disparos en una sola corrida, lo cuál favorece la técnica de disparos bajo balance y logrando un espesor de arena neta cañoneada de 40 pies. Generalmente el cañón con el sistema TCP produce agujeros son profundos y grandes favoreciendo la productividad del pozo, cuando se observa el valor del Skin de 1,65 demuestra que el cañón utilizado fue el indicado y la operación de cañoneo muy buena, sin embargo, la formación de la zona compactada reduce la permeabilidad original, por lo que a pensar que hubo un buen cañoneo en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) pero ocasionó cierto daño a la formación.

A continuación se muestra la simulación de las tasas de los fluidos en el pozo RG-280.

➤ Premisa Utilizada para la Simulación del pozo RG-280.

Para hacer la simulación del Pozo Vertical RG-239 para la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) con Daño a la Formación (Skin= 17), se tomó como premisa que la presión estática real (Pws) medida con el Registro de Presión y Temperatura en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) para la fecha de Mayo 2008, se mantiene constante hasta la fecha de 04-08-2008 cuando se realizó la prueba de producción en el pozo RG-280.

➤ Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=1,65).

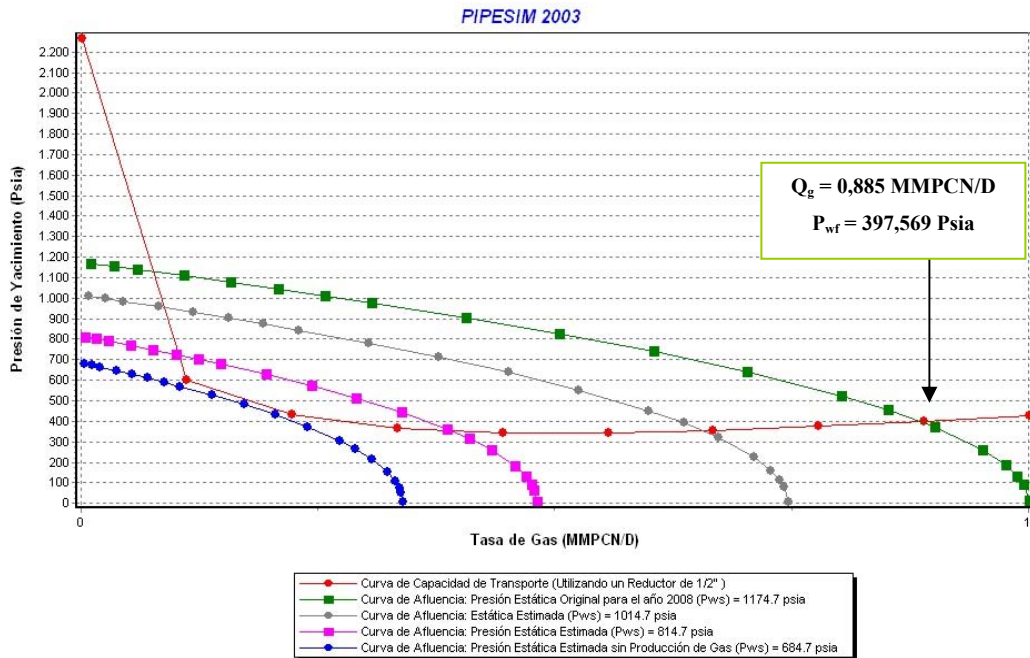


**Gráfico 5.81. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).  
Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=1,65).**

De acuerdo al Análisis Nodal realizado para la arena ME-C (Yacimiento RG-29), para la presión del yacimiento de 1174,7 Psia se obtiene una producción de 4,777 BN/D de líquido a una presión de fondo fluente de 397,569 Psia estimada para la fecha de 04/08/2008.

Ésta arena producida a través de la sarta corta de la configuración dual con un reductor de ½” puede disminuir considerablemente su producción de liquido, debido a que se puede registrar valores de 3,6 BN/D cuando se llegue una presión de formación de 1014,7 Psia al mantenerse la configuración de pozo RG-280, posteriormente se tendrán valores de 2,1 BN/D de liquido para 814,7 Psia y finalmente el yacimiento dejará de producir líquidos a una presión de formación aproximada de 684,7 Psia. La declinación sucesiva de producción de liquido ocurre porque solo se han cañoneado 40 pies (9010’-9030’ y 9062’-9082’), por lo que hay por lo que existe muy poco área de exposición para drenar las reservas que posee este yacimiento, lo que reduce su potencialidad.

➤ Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=1,65).

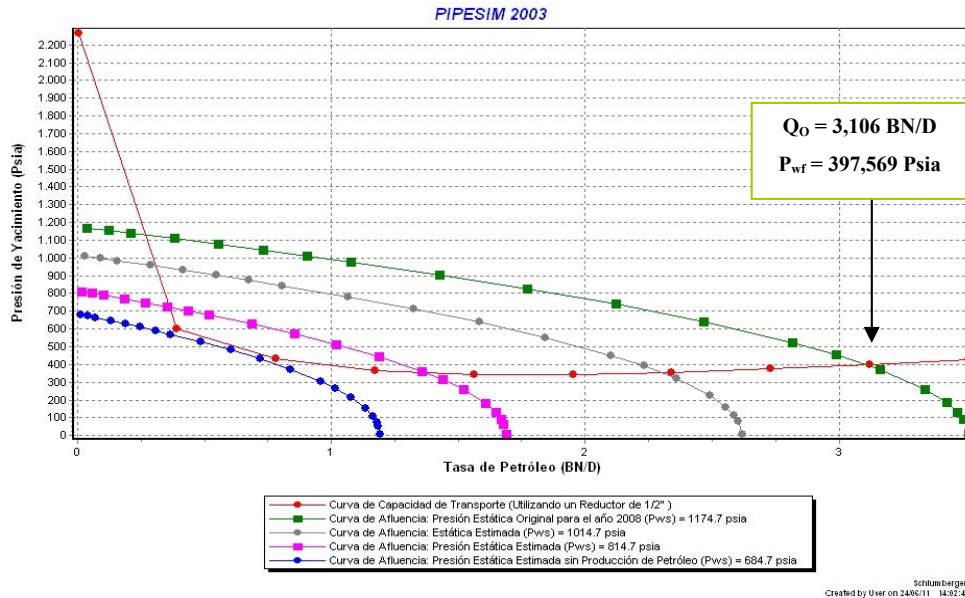


**Gráfico 5.82. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).  
Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=1,65).**

La tasa óptima de producción de gas para la fecha de 04/08/2008 es de 0,885 MMPCN/D con una presión de fondo fluyente de 397,569 Psia, el volumen de gas producido a través de la sarta corta en la Completación Dual demuestra la declinación que ha tenido el reservorio. La arena ME-C perteneciente al yacimiento RG-29 fue cañoneada solo en el tope de la estructura del yacimiento donde se encuentra una capa de gas, posiblemente en ésta zona nombrada el hidrocarburo gaseoso se está comprimiendo con el tiempo disminuyendo así su producción, porque el gas inicialmente va a tender un comportamiento expansivo aumentando la producción de gas y cuando se reduce la presión en el yacimiento se va a comprimir a medida que el reservorio produce fluidos, provocando la disminución del tamaño de la capa de gas y a su vez la producción del gas a través del pozo RG-280. En el caso de continuar la producción de la arena ME-C (Yacimiento RG-29) en la condiciones de cañoneo mencionadas, cuando el yacimiento se llegue a una presión de formación de 1014,7 Psia disminuirá la tasa de gas a 0,655 MMPCN/D con una presión de fondo fluyente de 353,818 Psia, posteriormente a una presión de yacimiento de 814,7 Psia descenderá considerablemente la tasa de gas a 0,391 MMPCN/D producido a una presión de fondo fluyente de 352,467 Psia producto como se explicó anteriormente de la compresión del gas y disminución del tamaño de la capa, finalmente se estima que la arena ME-C (Yacimiento RG-29) dejará de producir gas bajo cuando se llegue a una presión de formación de 684,7 Psia.



➤ Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=1,65)



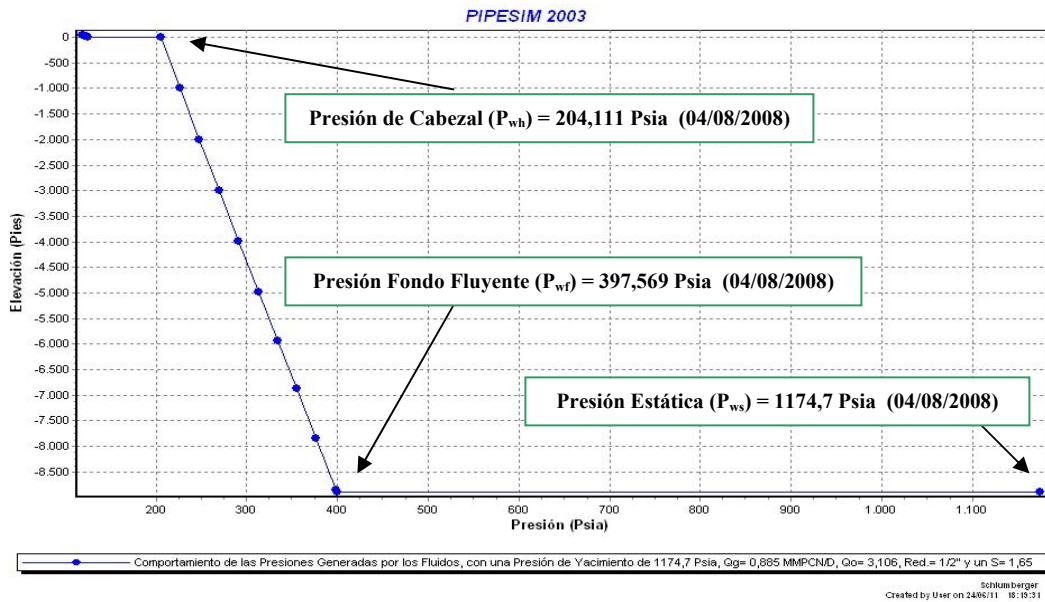
**Gráfico 5.83. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).  
Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=1,65).**

El pozo RG-280 en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) produce una tasa de 3,106 BN/D de petróleo a una presión de fondo fluyente de 397,569 Psia estimada para la fecha 04-08-2008. De acuerdo a las reservas del yacimiento (aproximadamente 5 millones de barriles) produce una tasa muy baja, y es debido a que las fracciones pesadas del hidrocarburos se encuentra en la parte inferior de la estructura de la arena ME-C (Yacimiento RG-29) y fue cañoneada en la parte alta de la estructura, la cual hace que no se drenen correctamente la reserva de petróleo desde el yacimiento hasta el pozo, sino que se desplazará mejor las fracciones livianas del hidrocarburo.

En el caso de mantener las condiciones de cañoneo en el tope de la estructura de la arena ME-C cuando se llegue a una presión de formación de 1014,7 psia se descenderá la producción de petróleo a 2,298 BN/D y una presión de fondo fluyente

de 354,91 Psia, luego para una presión de yacimiento de 814,7 Psia se tendrá 1,373 BN/D de petróleo con una presión de fondo fluente de 351,762 Psia y finalmente el reservorio dejará de producir petróleo cuando el reservorio decline la presión hasta llegar a 684,7 Psia.

➤ Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos.



**Gráfico 5.84. Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 1174,7 Psia,  $Q_g = 0,885$  MMPCN/D,  $Q_o = 3,106$ , Red. = 1/2" y un S = 1,65. Arena ME-C (Yacimiento RG-29).**

De acuerdo a los resultados obtenidos la presión de yacimiento de 1174,7 Psia para la fecha de 04/08/2008 en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) se genera una presión de fondo fluente de 397,569 Psia al frente la cara de la arena para poder producir el desplazamiento de fluidos desde el reservorio hasta el pozo RG-280, generando una primera caída de presión de 777,131 Psia, cuyo valor es muy alto y puede deberse a que existen pocos canales para el correcto desplazamiento del fluidos producto del

cañoneo solo en la parte alta de la arena ME-C (Yacimiento RG-29) que genere una menor caída de presión ente la reservorio y el pozo. Otro factor que se incorpora a la mayor caída de presión en el pozo es la producción de fluidos en el casquete de gas, donde el hidrocarburo gaseoso se expande produciéndose por su buena movilidad y se tendrá carencia para el empuje del petróleo hasta el pozo, por lo que se pierde presión en el sistema, debido a estos factores mencionado se descarta que la tubería 2-7/8” utilizada para producir la arena ME-C este provocando la mayor caída de presión obtenida en el fondo del pozo RG-280.

La presión de cabezal obtenida fue de 204,111 Psia, teniendo una segunda caída de presión en el sistema de producción de 193,458 Psia generada principalmente por el diámetro del reductor de ½” utilizada para poder producir el volumen de fluido que exige la configuración Dual. La primera pérdida de presión en el sistema ha provocado que se obtengan menores tasas de hidrocarburos en superficie (0,885 MMPCN/D y 3,106 BN/D), una de las maneras de aumentar su producción es incrementar el intervalo cañoneado de la arena ME-C o colocar un reductor de mayor diámetro, de esta manera la tasa obtenida de fluidos en superficie se mejorará. La caída de presión entre el pozo y el cabezal puede ocasionar mayor separación del gas y la fase líquida provocando que éste último vaya quedando al fondo del pozo y se pierda la riqueza del gas.

El pozo que inicialmente fue establecido para producir fluido a una presión de separación de 114,7 Psia por la baja presión de yacimiento, originó una tercera caída de presión del sistema con 89,411 Psia, el cual, se le atribuye a los 2,1 Kilómetros de longitud en la línea de flujo, 3,826 pulg de diámetro interno de la tubería, 0,001 pulg de rugosidad, e igualmente que el caso del pozo RG-239 se le incorpora la transferencia de calor usado para la línea que fue del tipo desnuda (al Aire) generando 20,0 BTU/hr/pie<sup>2</sup> y el tipo de separador usado para la prueba de producción puede afectar la caída de presión.

- Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-280 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha (04-08-2008).

**Tabla 5.23. Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-280 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha (04-08-2008).**

<b>Tubing 7"</b>	<b>Arena ME-C (Yacimiento RG-29) en Condiciones Ideales para la Fecha de 04-08-2008</b>	<b>Arena ME-C (Yacimiento RG-29) en Condiciones Reales para la Fecha de 04-08-2008</b>
<b>Daño</b>	0	1,65
<b>Q<sub>L</sub> (BN/D)</b>	5,981	4,777
<b>Q<sub>g</sub> (MMPCN/D)</b>	1,108	0,885
<b>Q<sub>o</sub> (BN/D)</b>	3,886	3,106
<b>P<sub>ws</sub> (Psia) (Mayo 2008)</b>	1174,7*	1174,7*
<b>P<sub>wf</sub> (Psia)</b>	454,143	397,569
<b>P<sub>wh</sub> (Psia)</b>	240,516	204,111
<b>Psep (Psia)</b>	114,7	114,7
<b>Reductor (Pulg)</b>	1/2"	1/2"
<b>IP Líquido (BN/D/Psia)</b>	0,008 (Ideal)	0,006 (Real)
<b>IP Gas (MMPCN/D/Psia<sup>2</sup>)</b>	0,002 (Ideal)	0,001
<b>EF (BN/D/Psia ideal)/(BN/D/Psia real) (Con respecto al Líquido)</b>	1,0 (Ideal)	1,3
<b>EF (MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> ideal)/(MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> real) (Con respecto al Gas)</b>	1,0 (Ideal)	2

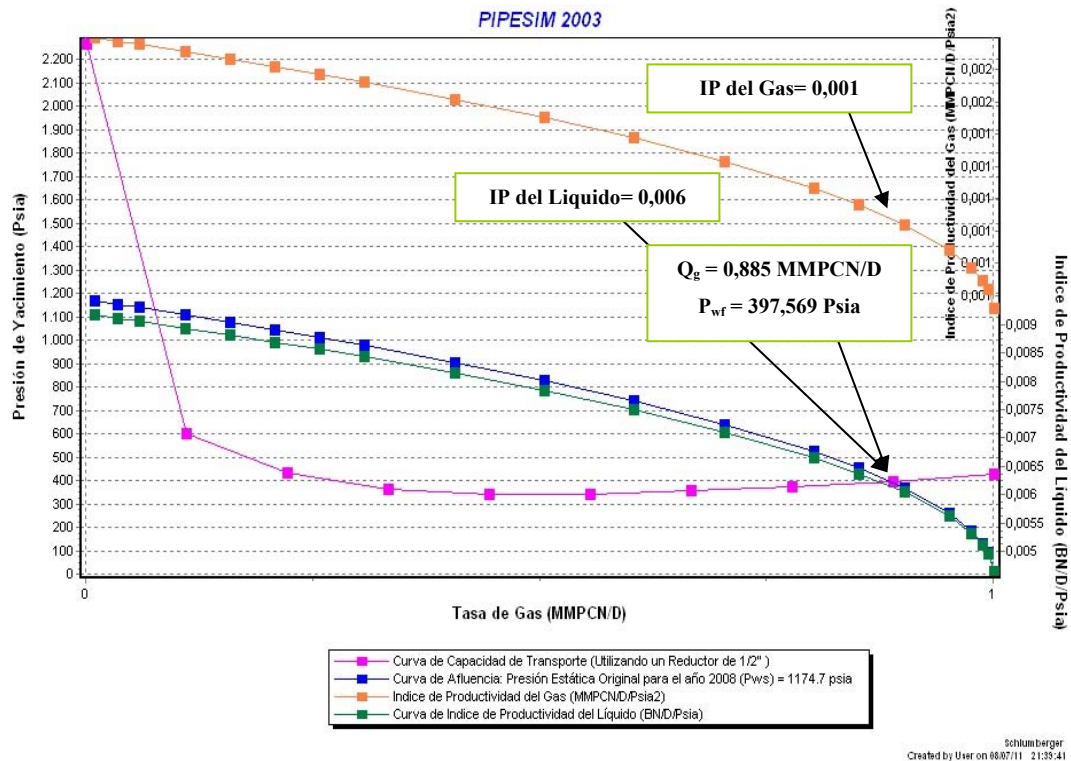
\*Se tomó como premisa que la presión estática real (Pws) medida con el Registro de Presión y Temperatura en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) para la fecha de Mayo 2008, se mantiene constante hasta la fecha de 04-08-2008 cuando se realizó la prueba de producción en el pozo RG-280.

En la tabla superior demuestra que el daño generado en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) con un valor de 1,65 produjo una reducción de la producción de fluidos en un 20,13% comparado con un sistema de producción ideal ( $S_{kin}= 0$ ), por lo que la arena ME-C está produciendo al 79,87% de la potencialidad del yacimiento para la presión de 1174,7 Psia correspondiente al año 2008. Sin embargo, la producción de gas y crudo es muy baja y se debe a la gran declinación de la presión que ha sufrido el reservorio desde su presión original a 4004,7 Psia. Otro factor mencionado anteriormente, puede deberse a la falta de canales en la parte inferior de la arena ME-C, estos podrían facilitar el drenaje del crudo y a su vez mejorar la producción de gas.

Con respecto a la presión obtenidas en el sistema se observa que el daño a la arena ME-C (Yacimiento RG-29) con un valor de 1,65 se obtiene menor presión de fondo fluyente ( $P_{wf}= 397,569$  Psia) con respecto a un sistema ideal ( $P_{wf}= 454,143$  Psia), y se generaran en el primero nombrado las mayores caídas de presión a través de todo el sistema de producción. Pero hay que tomar en cuenta que las caídas de presión en ambos sistemas son muy grandes, en especial entre el reservorio y el fondo del pozo, por lo que se presume que el cañoneo en la parte alta del yacimiento provoca pérdidas de presiones adicionales debido a que en ésta zona existe un casquete de gas y el posiblemente ya el gas dejó de expandirse.

Con respecto al índice de productividad (IP) para la producción de líquido en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) ocurrió una disminución del valor desde 0,008 BN/D/Psia para un sistema ideal a 0,006 BN/D/Psia para las condiciones reales con daño igual a 1,65 mientras que el IP para la producción de gas para un sistema ideal fue con 0,002 MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> y tuvo una pequeña reducción a 0,001 MMPCN/D/Psia<sup>2</sup>. Por lo tanto, la producción de líquido y gas del reservorio son muy bajas y el daño disminuyó el índice debido al daño en la arena ME-C, con

respecto al líquido (petróleo) es grave debido a que las fracciones pesadas de los hidrocarburos es la riqueza que se puede extraer del yacimiento.



**Gráfico 5.85. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).  
Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas sin Daño a la  
Formación (S=1,65).**

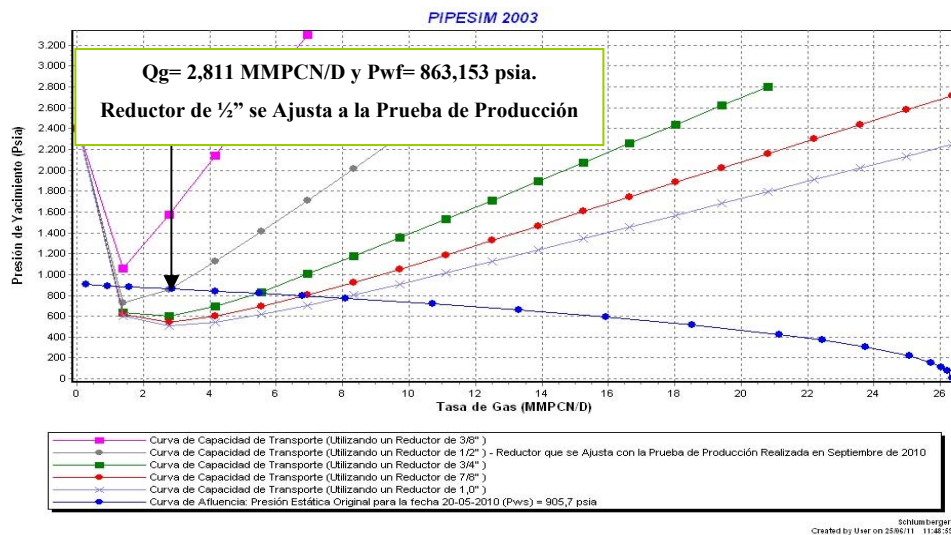
Por ultimo, la arena ME-C se obtendrá una Eficiencia de Flujo (EF) con respecto al líquido de 1,3 debido a las razones anteriormente explicadas para el índice de productividad del mismo, entonces por cada 1,0 BN/D de liquido producido con una caída de presión de 777,131 Psia, se quedaran en el yacimiento 0,3 BN/D sin producirse, aunque es mínimo dicho valor significan perdidas por parte de las reservas recuperables de la arena ME-C (Yacimiento RG-29). En el caso de la Eficiencia de Flujo con respecto del Gas fue de un valor de 2, por lo que por cada 1,0 MMPCN/D producido con una caída de presión de  $(777,131 \text{ Psia})^2$  se quedaran en

el yacimiento 1,0 MMPCN/D en el yacimiento debido al daño generado a la formación.

### 5.2.6.1.3. Sensibilidades realizadas para la determinación del daño a la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) en el Pozo Vertical JM-210.

En el caso del pozo JM-210 se obtuvo una prueba de producción realizada en la fecha de Septiembre 2010, pero presentaba ausencia del reductor utilizado motivo por el cual se procedió a simular dicha prueba con daño a la formación de cero ( $S=0$ ), luego se graficó la IPR y por último se sensibilizó con varios reductos con el fin de observar cual se ajustaba a la prueba de producción.

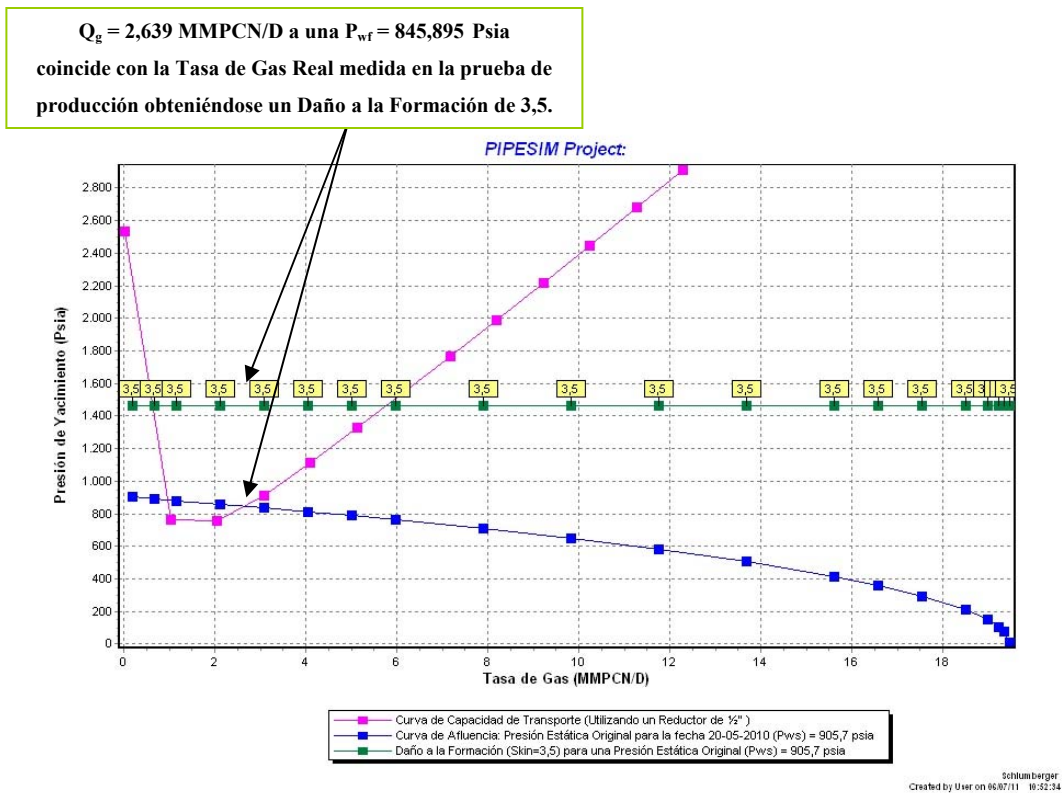
#### ➤ Selección del Reductor en el Pozo JM-210.



**Gráfico 5.86. IPR del Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99). Selección del Reductor que se Ajuste a la Prueba de Producción de la Fecha la Septiembre 2010 Utilizando la Grafica de Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación ( $S=0$ ).**

De acuerdo al resultado obtenido se seleccionó el reductor de ½” debido a que la tasa óptima de gas ( $Q_g = 2,811$  MMPCN/D) para un Factor Skin igual cero se acerca al valor de la tasa óptima real de la prueba de producción para la fecha de Septiembre 2010 ( $Q_g = 2,6$  MMPCN/D). Por lo tanto, se simuló el daño generado por la Salmuera de Cloruro de Sodio en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) con reductor de ½”.

➤ Valor del Daño Verdadero a la Formación (S).



**Gráfico 5.87. Determinación del Daño a la Formación de la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) del pozo RG-210.**

En el caso de la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) se estimó el valor del Daño a la Formación (S) de la misma manera como se hizo para los pozos RG-239 y RG-280. La grafica superior muestra La Curva de Capacidad de Transporte (utilizando un



reductor de ½”) interceptando la Curva de Afluencia obteniéndose una tasa optima de gas de 2,639 MMPCN/D a una presión de fondo fluyente de 845,895 Psia, la cual coincide con la tasa de gas medida en la prueba de producción (Qg= 2,6 MMPCN/D) realizada en Septiembre de 2010 en el pozo JM-210. Por lo tanto, el valor obtenido de 3,5 permite predecir que la condiciones del pozo es dañado por tener un daño mayor a cero (S>0) y demuestra que la Salmuera de Cloruro de Sodio no mejoró las condiciones de limpieza del hoyo y causando cierto taponamiento en la porosidad de la Formación San Juan en el Área Mayor de Anaco, debido que el mismo caso ocurrió en el pozo RG-239 durante la completación en la misma arena (Skin=17), sin embargo el daño registrado en el pozo JM-210 fue de menor valor y puede deber por lo siguiente:

- Se Mantuvo la Misma Configuración Monobore con Tubería 5-1/2 Aplicada para el Pozo RG-239 en la Fecha de 24/05/2003, para la Completación del Pozo JM-210 en la misma Formación de San Juan (SJ-A) el 30/01/2004.

La arena SJ-A (Yacimiento JM-99) interceptada por el pozo JM-210 se correlaciona estratigráficamente con la perforada por el pozo RG-239, a pesar que ambas pertenecen geológicamente a la misma Formación de San Juan, esta última nombrada corresponde a un reservorio diferente (Yacimiento RG-134). Sin embargo, como el daño es una obstrucción física para el flujo fluido desde la roca hacia el pozo, los mismos factores que ocurrieron en el pozo RG-239 pueden estar afectando en el pozo JM-210, el cual se le adiciona la configuración Monobore con Tubería 5-1/2 que no se cambió para la completación del pozo. Entonces se puede decir que el Daño en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) puede ser generado por:

- Daño Debido al Filtrado hacia la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) por el uso de una Emulsión Inversa Base Aceite Durante la Terminación de la Fase 6-1/2”.

En el pozo JM-210 se utilizó una emulsión inversa base aceite para la perforación del hoyo 6-1/2” desde una profundidad de 8020’ con una densidad de 9,0 Lb/gal, reportándose influjo de gas en la formación Merecure durante la perforación del intervalo de 8457’-9077’, los cortes de lodo disminuyeron la densidad de 8,9 Lb/gal (medida en superficie), por lo que se aumentó dicha densidad a 9,1 Lb/gal para perforar dichos intervalos, posteriormente cuando se llegó a la formación de San Juan (9441’-9621’) el peso del lodo estaba incrementado a 10,2 Lb/gal y descendió a 9,9 Lb/gal debido al corte del lodo, trayendo como consecuencia otro aumento de lodo por encima de los 10,2 Lb/ga. Este último peso del lodo posiblemente generó mayor filtrado a la arena SJ-A (yacimiento RG-99) provocando daño a la formación por obstrucción de la porosidad con materiales sólidos que posean una granulometría muy pequeña con respecto al diámetro y la garganta de poro que puedan ser desplazadas por el filtrado reduciendo la permeabilidad. Finalmente a una profundidad de 9985’ (TVD) se incrementó el volumen en el lodo, la misma no pudo ser controlada por el taladro por lo que se requirió la Unidad Snubbing para operaciones de control de influjo y poder asentar el liner 5-1/2”.

De acuerdo con la petrofísica de la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) posee una buena porosidad con 14% y una muy buena permeabilidad de 95 mD, por lo que se puede decir que el filtrado generado por la emulsión inversa base aceite no fue muy profunda porque el daño fue de un valor de 3,5 y el caso de la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en el pozo RG-239 se obtuvo un daño de 17. Esto ocurrió posiblemente en la arena perteneciente al yacimiento JM-99 porque se generó muy poca degradación o atrición de los agentes puenteantes y densificantes (Carbonato de Calcio y Sal) los principales causantes de taponamiento de la porosidad de la arenas petrolíferas, además ésta arena posee mejores condiciones petrofísicas para el flujo de

fluidos y almacenaje con respecto a la ubicada en el yacimiento RG-134, por lo que los fluidos durante la producción en el pozo JM-210 pudieron desplazar los sólidos que estuvieran obstruyendo su trayectoria hacia el pozo y posteriormente llevarlos a superficie.

➤ Daño Debido por la Aplicación de una Salmuera de Cloruro de Sodio Durante la Completación del Pozo JM-210.

Con el daño obtenido (Skin= 3,5) en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) demuestra que la salmuera no removió correctamente el revoque generado por la emulsión inversa base aceite utilizado para la perforación del hoyo 6-1/2”, es posible que la salmuera cuando fue inyectada al pozo desplazó los sólidos hacia el interior de la formación aumentando así el daño generado.

De acuerdo a la Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco, la arena perteneciente a la formación de San Juan se caracteriza por presentar areniscas masivas, estas pueden contener arcillas hidratables en el espacio poral, en el caso de que se haya utilizado en el pozo JM-210 una formulación con incompatibilidad del NaCl con la sal de formación, pudieron causar hinchamiento de las arcillas taponando los poros de la roca.

➤ Daño por Punzado.

Para la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) se utilizó un Cañón 2-1/8” Shogun System, Carga de SDP (STP-2125-40INTX) de alta penetración (26,98”) con 6TPP para cañonear, logrando un espesor de arena cañoneada de 95 pies, por lo que el área de exposición al drenaje para la arena de 120 pies de espesor neto fue mayor en el pozo JM-210 con respecto al pozo RG-239 (la arena cañonea fue de 82 pies para la arena de 114 pies de espesor neto en el Yacimiento RG-134). Por lo tanto, el drenaje de

fluido fue mejor para el pozo JM-210 para producir los altos caudales que exige la configuración Monobore.

El cañón utilizado en el pozo JM-210 se detonó bajo balance generando un diferencial de presión negativa de 1000 psia a favor de la arena SJA (Yacimiento JM-99), por lo tanto, la presión ejercida por la formación al momento de reacción desplazó los sólidos ubicados en el espacio poral minimizando así el daño, esto se confirma comparando el valor del daño en el Yacimiento JM-99 (Skin=3,5) cañoneado bajo balance y la obtenida en el reservorio RG-134 (Skin= 17) cuyo cañoneo fue sobre balance, y en este último no se generó limpieza aunque se hizo el diferencial de presión.

Sin embargo, el Shogun System como todo el cañón utilizado para perforar la formación, el jet penetra la formación a alta velocidad, desplazando radialmente la arena formando una zona compactada alrededor del agujero que reduce la permeabilidad original, por lo tanto por efecto de cañoneo tiene cierto incremento del daño a la arena SJ-A (Yacimiento JM-99).

➤ Daño por Producción a Elevados Caudales de Flujo en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).

En el pozo JM-210 no se cambió la configuración Monobore con tubería 5-1/2", la cual se aplicó en el pozo RG-239. Por lo que se presume que los altos caudales producidos por el pozo JM-210, produjo daño por desplazamiento a la cercanías de este y bloqueando la interconexión entre los poros en la formación debido a los fangos nativos y arcillas sueltas que pudieron estar atrapado en el espacio poral. El alto caudal ocurrió por la alta producción de agua proveniente del acuífero, llegando a los 100 BN/D en algunas oportunidades y para el 2010 un corte de agua del 90%, afectando la producción de gas y petróleo que tuvieron un comportamiento

productivo descendente con el tiempo. Por lo tanto el desplazamiento de fangos nativos y arcillas sueltas como en el caso del pozo RG-239 se debe a la alta actividad del acuífero presente aumentando el daño generado a la formación, por lo que la configuración Monobore del pozo no es la ideal.

➤ Daño por Bloqueo por Agua (Water Block).

El daño por Bloqueo por Agua (Water Block) se generó debido a lo antes explicado con respecto a la intensa actividad del acuífero, debido a que la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) se encuentra delimitado al Este y Oeste por un Contacto Condensado Agua (CCAO) estimado a 9980'. El alto corte de agua llegando al 90% y la producción de 2 BN/D de petróleo en el 2010 igual como ocurre en el pozo vecino JM-192 son los que menos produce petróleo con respecto a los pozos vecinos completados en la misma arena (Pozo JM-192, JM-201, JM-220 y JM-209), esto hace suponer que la alta saturación del agua alrededor del pozo JM-210 redujo considerablemente la permeabilidad relativa al petróleo. Esto se favorece cuando existe arcillas intraporales como la Ilita debido a su forma particular y la dirección de su crecimiento en presencia de agua, las cuales por hinchamiento reducirán la porosidad arena SJ-A incrementándose así la retención de agua y agravando el daño a la formación.

➤ Pseudodaños o Pseudoskin y Altas Caudales de Producción.

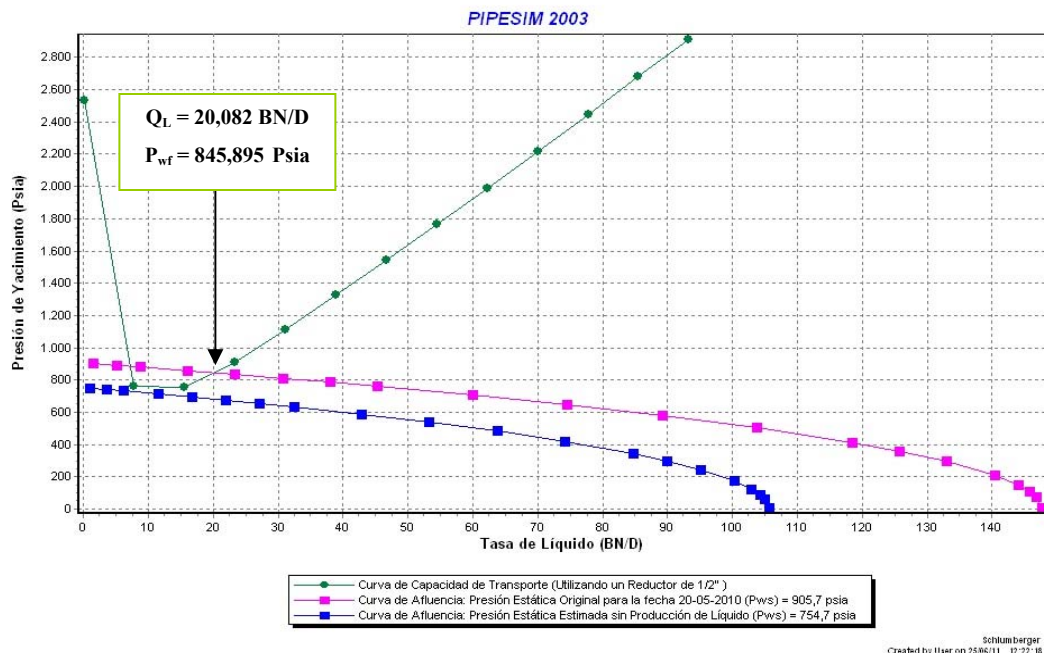
Como se mencionó anteriormente la arena SJ-A perteneciente al yacimiento JM-210 se colocó a producir mediante la configuración Monobore con tubería 5-1/2", esta completación exige un elevado caudal de producción lo que puede ocasionar un flujo turbulento en la formación, este tipo de flujo genera un desgaste mecánico en la cara de la arena (sandface) producido por la tasa de flujo y se cataloga como un daño porque minimiza la permeabilidad en la zona cercana al pozo.

A continuación se muestra la simulación de las tasas de los fluidos en el pozo JM-210.

➤ Premisa Utilizada para la Simulación del pozo JM-210.

Para hacer la simulación del Pozo Vertical JM-210 para la arena SJ-A (Yacimiento JM-210) con Daño a la Formación (Skin= 3,5), se tomó como premisa que la presión estática real (Pws) medida con el Registro de Presión y Temperatura en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) para la fecha de 20-05-2010, se mantiene constante hasta la fecha de Septiembre 2010 cuando se realizó la prueba de producción en el pozo JM-210.

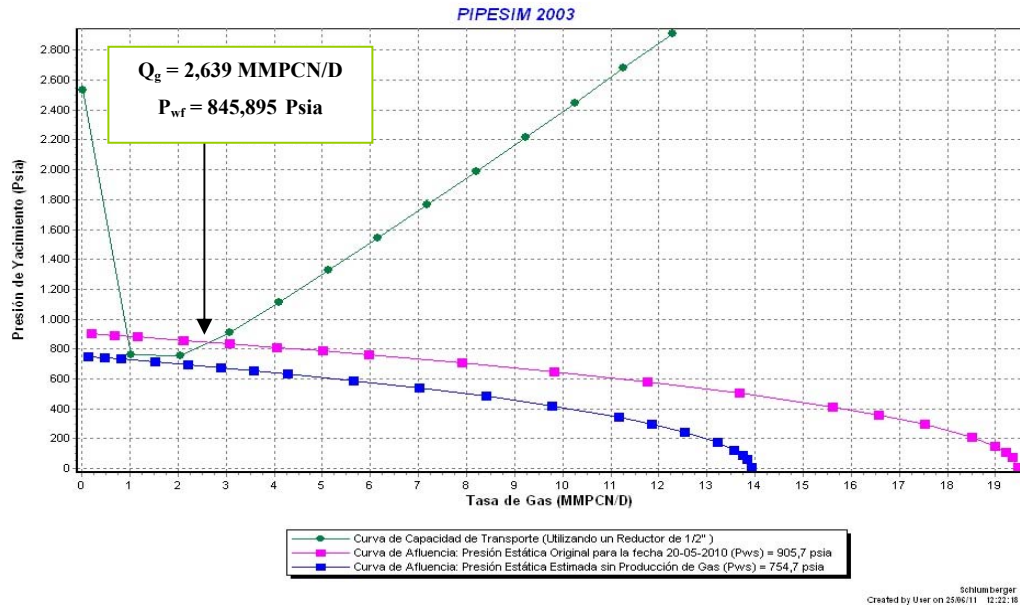
➤ Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=3,5)



**Gráfico 5.88. IPR del Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99). Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=3,5).**

La arena SJ-A de acuerdo a la presión del yacimiento de 905,7 psia produce una tasa de líquido estimada para Septiembre 2010 de 20,082 BN/D a una presión de fondo fluyente de 845,895 Psia, en esta tasa de líquido se incluye los 2,001 BN/D de petróleo producidos, por lo que hay una producción de agua de formación con una cantidad de 18,081 BN/D, cuya tasa en el pozo JM-210 es menor con respecto a la producida en el pozo RG-239 para la arena San Juan en la misma fecha ( $Q_w = 25,83$  BN/D), debido a que el acuífero está ubicado más cerca al último pozo nombrado, delimitándolo por el Norte, Este y Oeste, mientras que el pozo JM-210 delimita el acuífero solo por el Este y Oeste, teniendo menos área de exposición para el drenaje del agua de formación. Sin embargo, los altos cortes de agua registrados en el pozo JM-210 ( $AyS = 90\%$ ) está afectando la producción de petróleo, producto de configuración Monobore del pozo con tubería de 5-1/2" cuya exigencia de un alto caudal produce el aumento consecutivo de la producción de agua, pero en el pozo se observa que ocurrió menor declinación de presión entre el yacimiento ( $P_{ws} = 905,7$  psia) y el fondo del pozo ( $P_{wf} = 845,895$  Psia) con respecto al pozo RG-239 ( $P_{ws} = 935,7$  Psia y  $P_{wf} = 591,197$  Psia), debido a la colocación en el primer pozo nombrado de un reductor de 1/2" que corresponde a uno de menor diámetro en comparación al aplicado al pozo RG-239 producido con un reductor de 7/8". En el pozo JM-210 se estima que si se mantiene la misma configuración Monobore, se dejarán producir líquidos cuando el reservorio llegue a una presión de formación de 754,7 Psia,

➤ Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=3,5).



**Gráfico 5.89. IPR del Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).  
Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=3,5).**

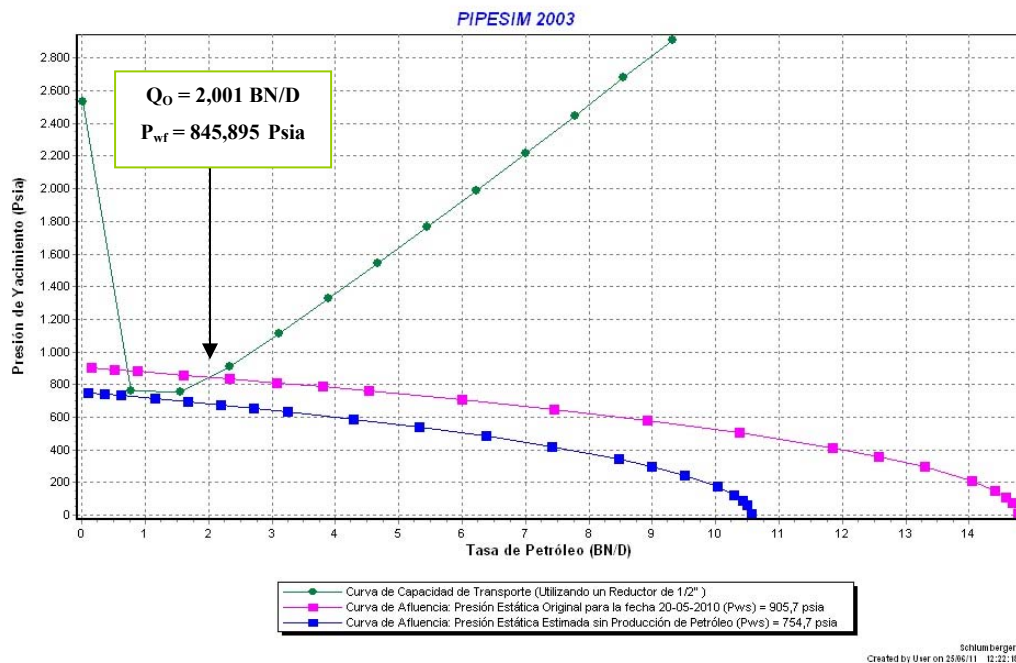
La tasa óptima de producción de gas para Septiembre 2010 es de 2,639 MMPCN/D con una presión de fondo fluyente de 845,895 Psia, el volumen de gas se produce a través de la configuración Monobore del pozo con tubería de 5-1/2" con un reductor de 1/2" en conjunto a los otros fluidos (petróleo y agua). En este caso la condiciones de producción del gas son mejores en el pozo JM-210 en comparación al pozo RG-239 ( $Q_g = 1,719$  MMPCN/D), por lo que se deduce que gran parte de las fracciones pesadas se están quedando en el Yacimiento JM-99. Por lo tanto, se presume que además del bloqueo por agua en la arena SJ-A cercano al pozo JM-210, esta ocurriendo una separación "in situ" del gas con respecto al petróleo en la tubería de producción, quedándose el último nombrado en el fondo del pozo, perdiéndose gran parte de la riqueza del yacimiento. Este problema de producción concuerda con la completación Coiled Gas Lift propuesta para el 2011 buscando mejorar el recobro de petróleo mediante la inyección de gas a alta presión en el pozo, de manea que aligere



la columna hidrostática en la tubería de producción y permitir incrementar la producción de petróleo. Aunque no se ha pautado en la propuesta de re-acondicionamiento como será el tipo de flujo del gas inyectado, para el caso del pozo JM-210 es recomendable un flujo continuo de la inyección debido a que maximiza el uso de gas disponible en el yacimiento, puede manejar grandes volúmenes de producción y fácilmente la producción de agua y el sedimento (principal causante del problema productivo del petróleo a superficie).

En el caso de mantener la misma configuración Monobore con tubería 5-1/2 del pozo JM-210, se dejara de producir gas cuando el reservorio llegue a una presión de formación de 754,7 Psia,

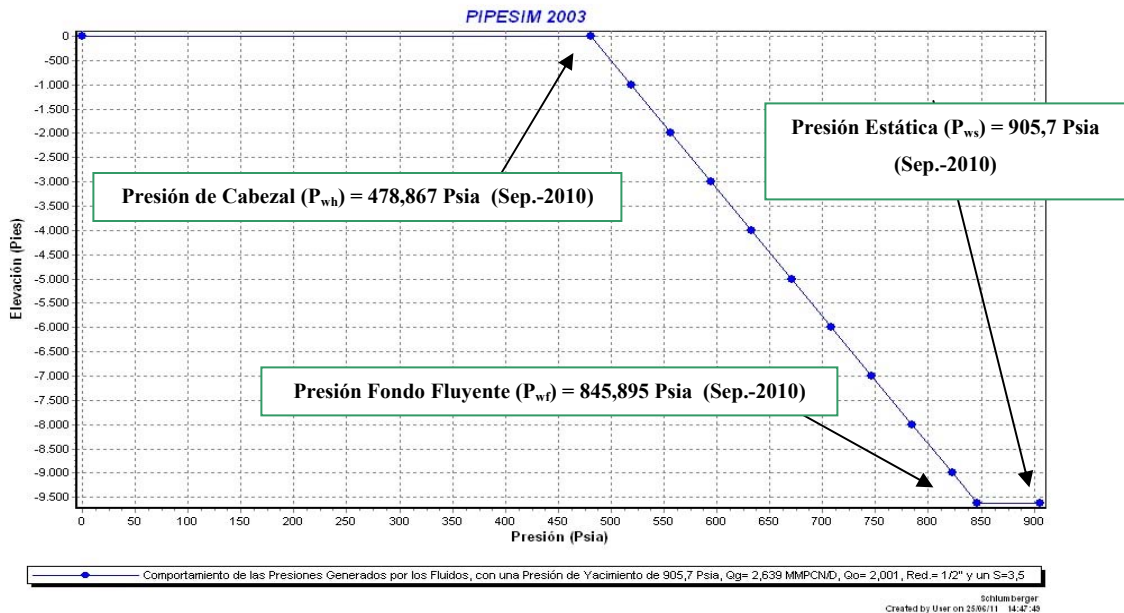
➤ Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=3,5).



**Gráfico 5.90. IPR del Pozo JM-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).  
Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=3,5).**

La arena SJ-A (Yacimiento JM-99) produce a través del pozo JM-210 una tasa de 2,001 BN/D de petróleo a una presión de fondo fluyente de 845,895 Psia, dicha tasa es muy baja debido al bloqueo por agua que ocurre el yacimiento por la alta saturación que se posee en el mismo, reduciendo considerablemente la permeabilidad al petróleo, la cual se le adiciona la separación “in situ” del gas en el fondo del pozo. Todos los factores mencionados provocan una baja producción de petróleo en el pozo JM-210, por lo que el pozo necesitará un levantamiento artificial que permita mejorar su producción, porque para la configuración del pozo Monobore con tubería 5-1/2” del pozo JM-210 se estima que dejara de producir petróleo cuando se llegue a una presión de formación de 754,7 Psia. De acuerdo al re-acondicionamiento para el año 2011 en este pozo, se espera mejorar su producción con una configuración Colied Gas Lift de 2-3/8”.

➤ Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos



**Gráfico 5.91. Comportamiento de las Presiones Generados por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 905,7 Psia,  $Q_g = 2,639$  MMPCN/D,  $Q_o = 2,001$ , Red. = 1/2" y un S=3,5. Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).**

En el pozo JM-210 el comportamiento de presiones generadas por los fluidos de la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) demuestra la presión que tiene el yacimiento de 905,7 Psia para Septiembre de 2010, cuando los fluidos se desplazan hacia el pozo llegan a una presión de fondo fluyente de 845,895 Psia ocurriendo la primera caída de presión en sistema de 59,805 Psia, la cual, es baja con respecto al pozo RG-239 (caída de presión roca-pozo fue de 344,503 Psia en la misma arena SJ-A) porque el pozo JM-210 se utilizó un reductor de menor diámetro de 1/2", mientras que el pozo comparado fue con un estrangulador de 7/8". La baja caída de presión en el fondo del pozo JM-210 ayuda a conservar la energía del yacimiento JM-99 permitiendo la producción de hidrocarburos a pesar de la presión que posee el reservorio para Septiembre 2010. Otro factor que se le atribuye a la primera pérdida de presión en el pozo JM-210 se debe el daño a la formación fue menor (Skin=3,5) en comparación al pozo RG-239 (Skin=17) por lo anteriormente explicado.

El pozo JM-210 se registró una presión de cabezal de 478,867 Psia, lo que demuestra una segunda caída de presión en el sistema de 367,028 Psia por el desplazamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, cuyo valor es muy similar registrado en el pozo RG-239 (caída de presión fondo-cabezal fue de 373,767 Psia) porque varios factores que afectan el último pozo nombrado también influyen en el pozo JM-210, tales como la utilización de la tubería de 5-1/2" con un diámetro interno de 4,892 Pulg para producir hidrocarburos exigiendo altos caudales de flujo, las velocidades superficiales del gas son inferiores a la velocidad crítica necesaria para levantar el líquido que se encuentra en la tubería, rugosidad del la tubería de 0,001 Pulg, disminución de la temperatura a medida que disminuye la profundidad, entre otros factores causaran pérdidas de presión en la tubería de producción.

El sistema que inicialmente fue establecido para producir fluido a una presión de separación de 204,7 Psia por la baja presión de yacimiento, originó una tercera

caída de presión del sistema con 274,167 Psia dicho valor es mucho mayor registrado en el pozo RG-239 (caída de presión cabezal-separador fue de 62,73 psia) porque en el último pozo nombrado el fluido va a llegar con menor presión al cabezal debido a que se necesita un presión cercana a esta para poder separa las fases del fluido y la caída de presión será menor, mientras que en el caso del pozo JM-210 el fluido llega a una presión muy alta por lo que se necesitara una presión mas baja para separar las fases y el diferencial de presión se incrementa. La tercera caída de presión en el sistema se le atribuye a la utilización de una tubería para la línea de flujo con diámetro interno de 3,826 psia, rugosidad 0,001 plg y distancia horizontal de 1,7 Km entre el cabezal y el separador, adicional se le incorpora la transferencia de calor usado para la línea que fue del tipo desnuda (al Aire) generando 20,0 BTU/hr/pie<sup>2</sup> y el tipo de separador usado para la prueba de producción puede afectar considerablemente la caída de presión.

Por último, el sistema de producción del pozo JM-210 genera una pérdida de presión total de 701 Psia desde que los fluidos salen desde el reservorio a 905,7 Psia hasta el separador en superficie.

- Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo JM-210 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha de Septiembre 2010.

**Tabla 5.24. Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo JM-210 en Condiciones Ideales y Reales para la Fecha de Septiembre 2010.**

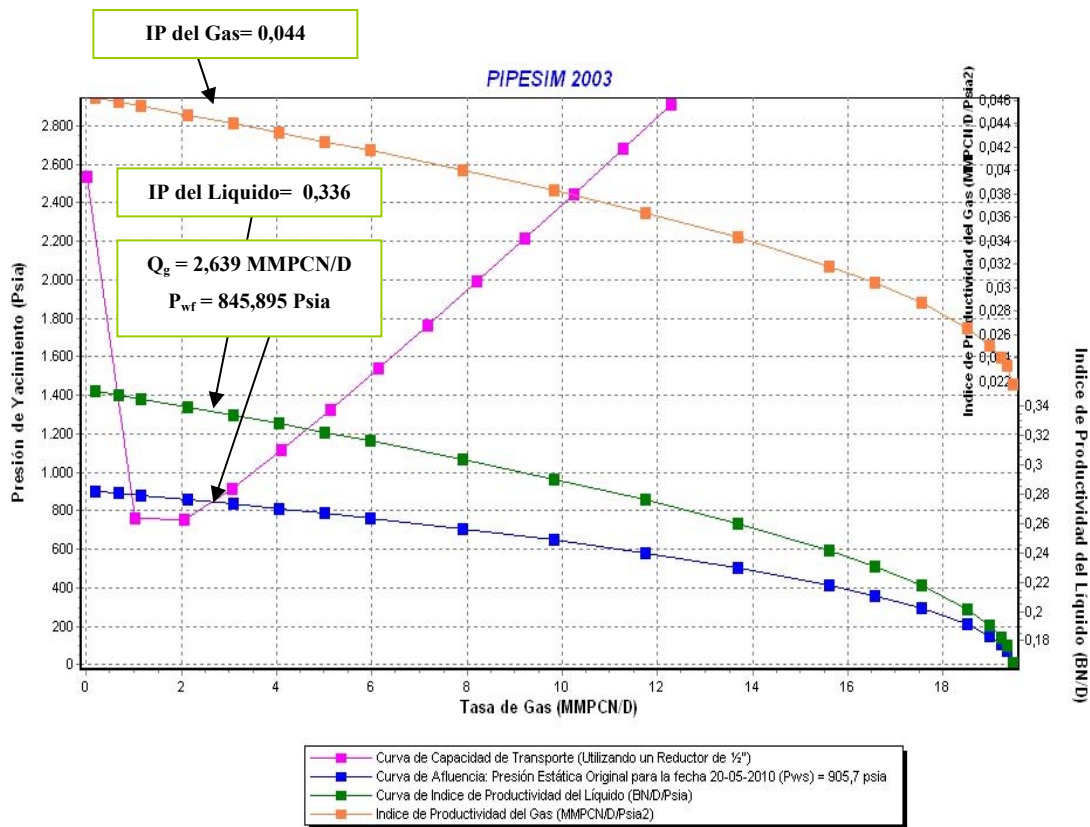
<b>Tubing 5 ½"</b>	<b>Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) en Condiciones Ideales para la Fecha de Septiembre 2010</b>	<b>Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) en Condiciones Reales para la Fecha de Septiembre 2010</b>
<b>Daño</b>	0	3,5
<b>Q<sub>L</sub> (BN/D)</b>	21,291	20,082
<b>Q<sub>g</sub> (MMPCN/D)</b>	2,8	2,639
<b>Q<sub>o</sub> (BN/D)</b>	2,131	2,001
<b>P<sub>ws</sub> (Psia) (20-05-2010)</b>	905,7*	905,7*
<b>P<sub>wf</sub> (Psia)</b>	875,715	845,895
<b>P<sub>wh</sub> (Psia)</b>	501,164	478,867
<b>Psep (Psia)</b>	204,7	204,7
<b>Reductor (Pulg)</b>	1/2"	1/2"
<b>IP Líquido (BN/D/Psia)</b>	0,495 (Ideal)	0,336 (Real)
<b>IP Gas (MMPCN/D/Psia<sup>2</sup>)</b>	0,065	0,044
<b>EF (BN/D/Psia ideal)/(BN/D/Psia real) (Con respecto al Líquido)</b>	1,0	1,473
<b>EF (MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> ideal)/(MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> real) (Con respecto al Gas)</b>	1,0	1,477

\*Se tomo como premisa que la presión estática real (Pws) medida con el Registro de Presión y Temperatura en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99) para la fecha de 20-05-2010, se mantiene constante hasta la fecha de Septiembre 2010 cuando se realizó la prueba de producción en el pozo JM-210.

De acuerdo a los valores de las tasas fluidos obtenidas para un sistema ideal (sin daño a la formación) que corresponden a la producción del 100% de la arena SJ-A (Yacimiento JM-99), demuestra hubo descenso del 5,68% en la producción en el pozo producto del daño generado en la formación de 3,5, por lo que el pozo JM-210 está produciendo fluidos en un 94,32%. Sin embargo, el factor skin ocasionado durante la perforación y completación del pozo, no ocasionó una disminución considerable de la tasa de los fluidos obtenida en superficie, pero se observa que el agotamiento de presión en el yacimiento esta afectando considerablemente la potencialidad del pozo.

Con respecto a las presiones obtenidas en el sistema ideal y real del pozo JM-210, por causa del daño de 3,5 en la arena SJ-A ocurrió una caída de presión adicional de 29,82 Psia de los fluidos llegando al fondo del pozo con una presión de 845,895 Psia y como consecuencia el fluido llegó con menos presión al cabezal del pozo con 478,867 Psia. Por lo tanto, el skin tuvo influencia en la perdida de presión en el sistema.

En la Arena SJ-A se tiene una reducción de 0,159 BN/D/Psia en el índice de productividad del líquido, mientras que en caso del gas hubo un descenso de 0,021 MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> ambos valores se debieron igualmente como en los casos anteriores mencionados por daño generado a la formación. Por lo tanto, la arena perteneciente al Yacimiento JM-99 tiene un potencial de producción de 0,336 BN/D/Psia y 0,044 MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> para líquido y gas estimada para la fecha de Septiembre 2010.



**Gráfico 5.92. IPR del Pozo RG-210 en la Arena SJ-A (Yacimiento JM-99).  
Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas sin Daño a la  
Formación (S=3,5).**

La arena SJ-A tiene una Eficiencia de Flujo (EF) de 1,473 con respecto al líquido, entonces por cada tasa de 1,473 BN/D que podían producirse en condiciones ideales con una caída de presión de 29,985 psia, ahora se obtendrá ahora 1,0 BN/D con una mayor caída de presión de 59,805 psia debido al daño generado a la formación de 3,5 quedándose en el yacimiento 0,473 barriles que se podían extraer hasta la superficie. Sin embargo, la producción de líquido en el reservorio mayormente se debe al agua porque el petróleo se está quedando en fondo del pozo JM-210 y en el yacimiento producto de la reducción de la permeabilidad del mismo y

la separación “in situ” en la tubería de producción, por lo tanto el valor de la eficiencia de flujo de 1,473 corresponde en mayor proporción para el agua con respecto al petróleo, demostrando que el pozo necesita un desalojo de líquido y una energía adicional para extraer hasta la superficie las reservas recuperables de la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) en el pozo JM-210.

En el caso del gas la arena posee una Eficiencia de Flujo de 1,477 por lo que 1,477 MMPCN/D que podía producir en condiciones ideales con una caída de presión de (29,985 Psia)<sup>2</sup>, ahora se obtendrá ahora 1,0 MMPCN/D con una mayor caída de presión de (59,805 psia)<sup>2</sup>, quedando en el reservorio una cantidad de 0,477 millones de pies cúbicos de gas que se podían producir desde el reservorio. Por lo tanto, el daño en la arena SJ-A (Yacimiento JM-99) aunque no fue severo como en el pozo RG-239, en el pozo JM-210 no está produciendo con gran potencial como se esperaba.

#### **5.2.6.2. Determinación a través de Simulaciones del Daño Generado por el uso del Nuevo Sistema TOFA en los trabajos de completación de los pozos RG-239 y RG-280 y JM-210.**

Los datos de producción se obtuvieron del proyecto llamado “APLICACIÓN TOFA (Minimizar el daño a la formación por los fluidos utilizados en la etapa de RA/RC y CO.)” cuyo documento fue realizado por “PROYECTO APOYO TECNOLÓGICO PDVSA INTEVEP” en la fecha del 06/07/2011.



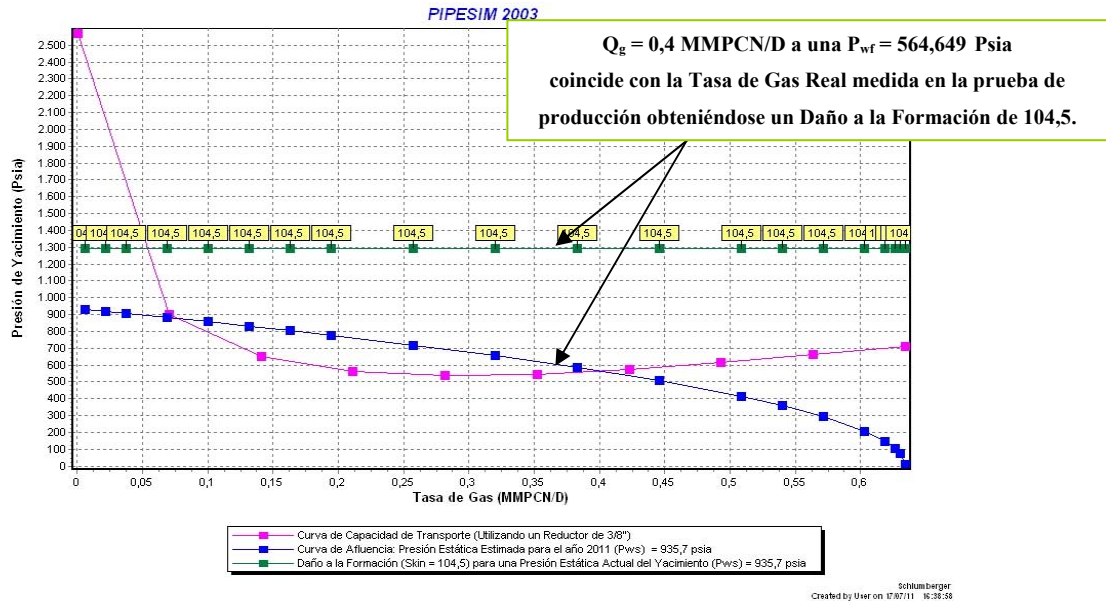
Para la simulación en PIPESIM se tomó la siguiente premisa:

- La presión del yacimiento cuando se re-acondicionó los pozos con TOFA en el año 2011, es la misma presión cuando se le realizó la prueba de producción en el año 2010 a los pozos en estudio.

#### **5.2.6.2.1. Sensibilidades Realizadas para la Determinación del Daño a la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en el Pozo Vertical RG-239.**

Para la simulación en PIPESIM con la nueva tecnología TOFA en el pozo RG-239, se le elaboró un análisis nodal en el pozo vertical RG-239 colocando el nodo solución al frente de la cara de la arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Teniendo los datos de la prueba de producción del año 2011 con TOFA, las propiedades de los fluidos y petrofísicas del yacimiento se procedió a sensibilizar el daño a la formación, de manera de determinar el valor que lograra simular las tasas reales obtenidas en la prueba de producción del pozo RG-239 (Tabla) teniendo el siguiente resultado:

➤ Valor del Daño Verdadero a la Formación (S).



**Gráfico 5.93. Determinación del Daño a la Formación de la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) del pozo RG-239.**

De acuerdo con los resultados obtenidos en el Análisis Nodal, la emulsión inversa reversible base agua aplicada en los trabajos de re-acondicionamiento del pozo RG-239, se generó un daño 104,5 a la arena SJ-A (Yacimiento RG-134). Por lo tanto, como el valor del Factor Skin es mayor a 10, las condiciones de pozo es altamente dañado. Sin embargo, en el valor obtenido se incluye el skin producto de la Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) aplicada en el pozo, que fue determinada anteriormente resultando con un valor de 17, por ende la emulsión TOFA produjo un daño a la formación de 87,5.

La causa del daño a la formación debido a la aplicación del Nuevo Sistema TOFA se puede deber principalmente a la presencia de Monoetanolamina (MEA) en su formulación, la cual puede interactuar con los ácidos carboxílicos y/o nafténicos presentes en el crudo de la formación para producir las sales o jabones del ácido que

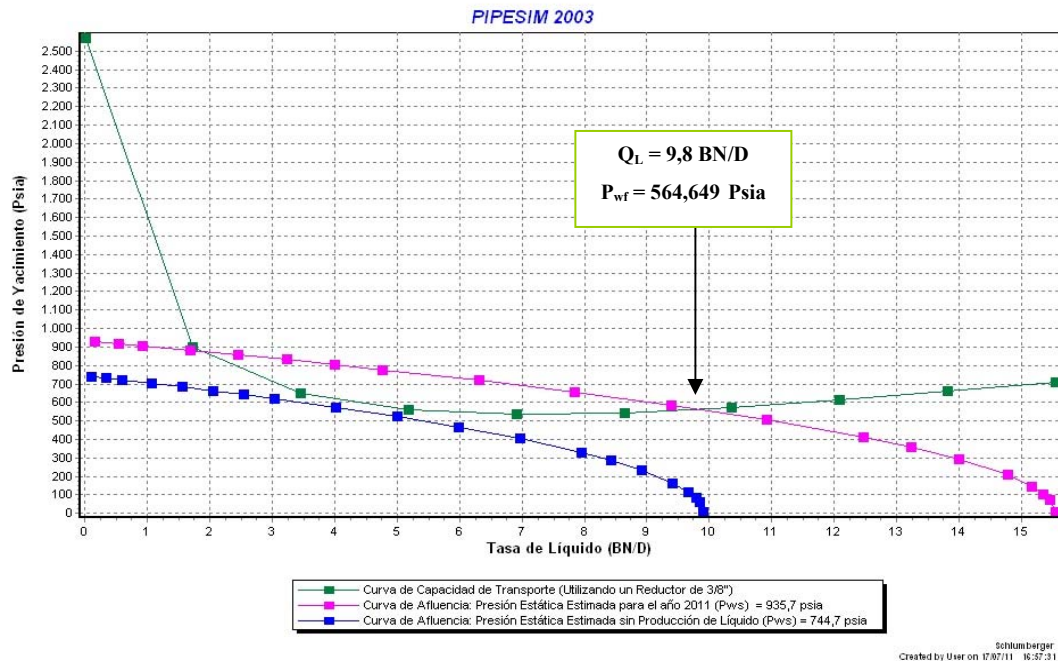
provocan la formación y estabilización de emulsiones de crudo en agua (O/W). Estas emulsiones, cuando son incompatibles con el fluido de la formación no producen las sales con el hidrocarburo, sino que pueden bloquear la red de poros del medio y originar una disminución de la movilidad relativa al crudo.

Debido a lo antes mencionado se puede decir que el elevado daño a la formación se produjo por el incremento de las concentraciones de activador Monoetanolamina, MEA (1,5%; 15.000 ppm) en la emulsión TOFA, ya que para la fecha 18/03/2011 (DIMS for Windows) se tuvo que bombear 15 bls de emulsión para estabilizar el pozo, porque se encontraba manifestado y según el reporte de operaciones hubo gasoil sucio en el tanque de lodo, una clara evidencia que la emulsión estaba perdiendo estabilidad por incompatibilidad con los fluidos de la formación. Cada vez que la emulsión TOFA preparada en superficie se mezcla con la que se encuentra en el pozo, aumenta la concentración de MEA en la formulación incrementándose así el bloqueo de la red de poros en la formación producto de incompatibilidad de los fluidos y se incrementa el daño en la formación.

De acuerdo al Sumario de Operaciones (DIMS for Windows) en la arena SJ-A hubo un recañoneo para la fecha 26/03/2011 desde las 9:30 am y 23:00 pm dando un total de hora de operación de 13,50 horas, el servicio se realizó por la empresa Weatherford mediante la herramienta GR/CCL. Con un cañon Casing Gun 3-3/8" de 6 TPP, donde se cañoneo la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en los intervalos 10367'-10382' (20 pies), 10387'-10398'(11 pies), 10420'-10432'(12 pies) y 10432'-10452'(20 pies). Anteriormente el daño ocasionado cuando se aplicó la Salmuera de Cloruro de Sodio en el pozo RG-280, también se utilizó el mismo cañon para la arena SJ-A y se obtuvo un daño total elevado (S=17), generalmente la condición de sobrebalance que debe existir en el pozo cuando se utiliza este tipo de cañon, deja los orificios perforados taponados por los restos de las cargas y creando altas velocidades de flujo y turbulencia en el frente productor. Por lo que se puede decir, que el

recañoneo de los intervalos maximizo el daño en la formación y no se tomó en cuenta las consecuencias del daño generado por el primer cañoneo en el pozo.

➤ Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=104,5).

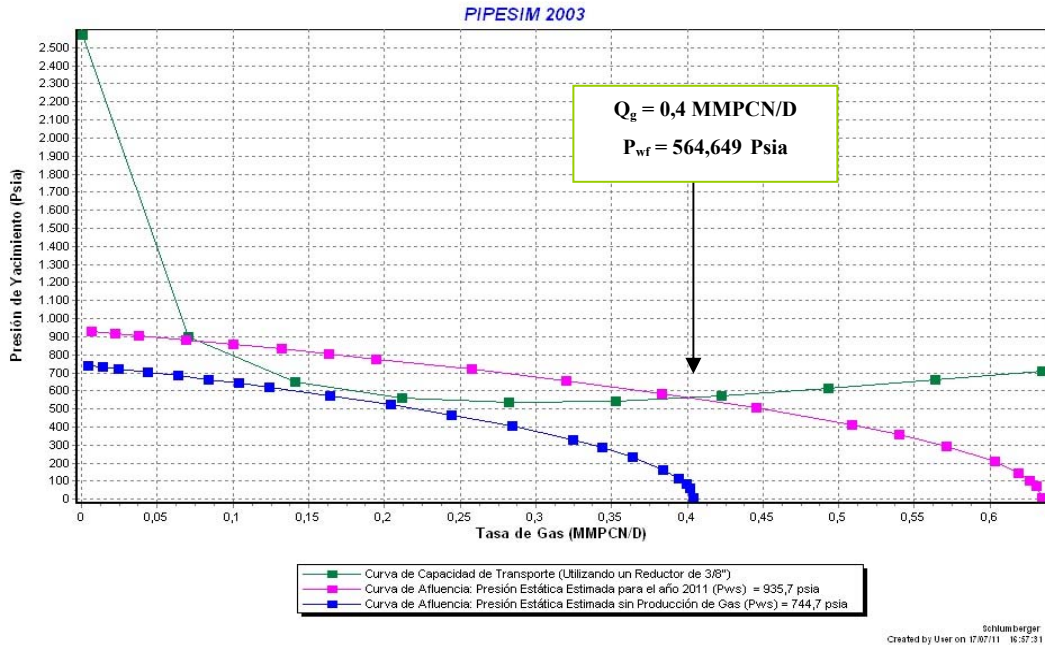


**Gráfico 5.94. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

**Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación (S=104,5).**

De acuerdo a los resultados del Análisis Nodal, el pozo RG-239 con la nueva completación sencilla selectiva con una tubería de 2-7/8" y un daño a la formación de 104,5 produce una tasa de líquido de 9,8 BN/D a una presión de fondo fluyente de 564,649 Psia para la fecha del 28/06/2011. Como el pozo produce 4,998 BN/D de petróleo en la misma fecha, entonces la tasa de agua medida en superficie es de 4,802 BN/D. Se estima al declinar la presión de la formación hasta 744,7 Psia, el pozo RG-239 dejará de producirse líquidos en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).

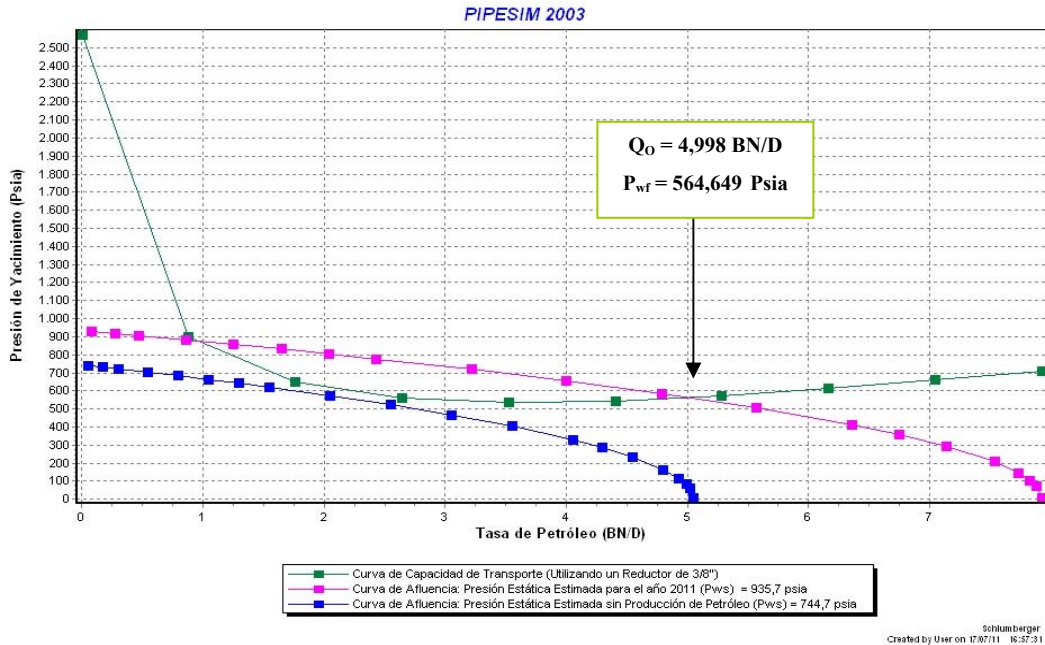
➤ Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=104,5).



**Gráfico 5.95. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).  
Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=104,5).**

El pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) produce 0,4 MMPCND de gas a una presión de fondo fluyente de 564,649 Psia. La tasa producida de gas es producto de utilizar reductor de 3/8" utilizado, la nueva configuración del pozo con tubería de 2-7/8" y el daño generado a la formación con un valor de 104,5. Se estima que la arena SJ-A dejará de producir gas cuando se llegue a una presión de formación de 744,7 Psia.

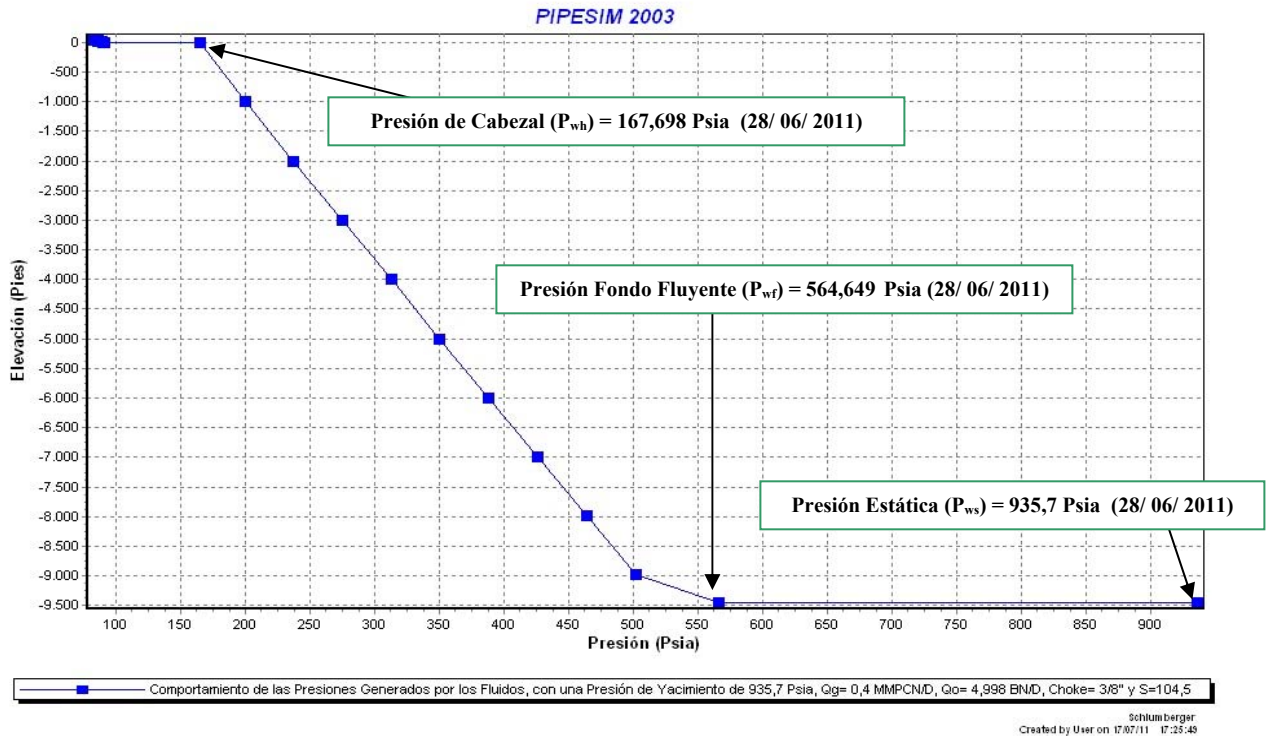
➤ Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=104,5).



**Gráfico 5.96. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).  
Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=104,5).**

La arena SJ-A perteneciente al yacimiento RG-134 produce a través del pozo RG-239 una tasa de petróleo de 4,998 BN/D a una presión de fondo fluyente de 564,649 Psia, cuya tasa se debe de la nueva configuración del pozo con tubería 2-7/8", un reductor de 3/8" y el daño generado a la formación de 104,5. De acuerdo al análisis Nodal realizado, se estima que el pozo RG-239 dejará de producir petróleo en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) cuando se llegue a una presión del reservorio a 744,7 Psia.

➤ Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos



**Gráfico 5.97. Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 935,7 Psia, Qg= 0,4 MMPCN/D, Qo= 4,998 BN/D, Red. = 3/8" y un S=104,5. Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

De acuerdo al comportamiento de presiones generadas por los fluidos de la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) para la fecha 28/06/2011, se observa que la presión de yacimiento es de 935,7 Psia y la producción de fluidos ocurre a una presión de fondo fluyente de 564,649 Psia, la diferencia de presiones ocasiona la primera caída de presión de 371,051 Psia en el sistema producto del cambio del diámetro en la tubería de producción de 2-7/8" y el daño generado a la formación de 104,5.

La presión de cabezal obtenida fue de 167,698 Psia, teniendo una segunda caída de presión en el sistema de producción de 396,951 Psia generada por el nuevo

reductor utilizado de 3/8", el diámetro interno de la tubería de producción de 2,44 pulg y una rugosidad de 0,0012 pulg.

El sistema que inicialmente fue establecido para producir fluido a una presión de separación de 74,7 Psia, originó una tercera caída de presión del sistema con 92,998 Psia, cuya causa es debido a factores como la utilización de una tubería para la línea de flujo con diámetro interno de 3,826 psia, rugosidad 0,0012 plg y distancia horizontal de 2,2 Km entre el cabezal y el separador, adicional se le incorpora la transferencia de calor usado para la línea que fue del tipo desnuda (al Aire) generando 20,0 BTU/hr/pie<sup>2</sup> y el tipo de separador usado para la prueba de producción puede afectar considerablemente la caída de presión.

Por lo tanto, la nueva completación sencilla selectiva con tubería 2-7/8" utilizado para el pozo RG-239 en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) genera una caída de presión total de 861 Psia durante el desplazamiento de los fluidos desde el reservorio hasta el separador.

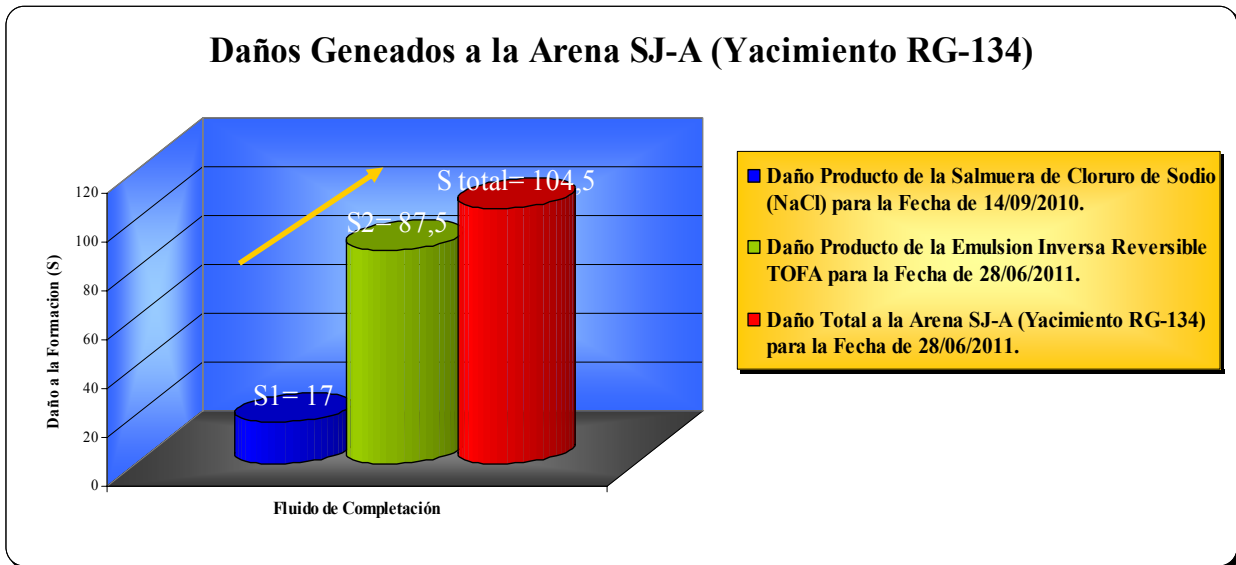


- Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-239 cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio para la fecha 14/ 09/ 2010 con respecto al Nuevo Sistema TOFA el 28/06/2011.

**Tabla. Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-239 cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio para la fecha 14/ 09/ 2010 con respecto al Nuevo Sistema TOFA el 28/06/2011.**

	<b>Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio para la Fecha de 14/ 09/ 2010. ( Tubing 5 ½”)</b>	<b>Arena SJ-A (Yacimiento RG-134) en cuando se aplicó el Nuevo Sistema TOFA para la Fecha de 28/ 06/ 2011. ( Tubing 2-7/8”)</b>
<b>Daño</b>	17	104,5
<b>Q<sub>L</sub> (BN/D)</b>	36,915	9,8
<b>Q<sub>g</sub> (MMPCN/D)</b>	1,719	0,4
<b>Q<sub>o</sub> (BN/D)</b>	11,085	4,998
<b>P<sub>ws</sub> (Psia)</b>	935,7*	935,7*
<b>P<sub>wf</sub> (Psia)</b>	591,197	564,649
<b>P<sub>wh</sub> (Psia)</b>	217,43	167,698
<b>P<sub>sep</sub> (Psia)</b>	154,7	74,7
<b>Reductor (Pulg)</b>	7/8”	3/8”
<b>IP Líquido (BN/D/Psia)</b>	0,106 (Real)	0,026 (Real)
<b>IP Gas (MMPCN/D/Psia<sup>2</sup>)</b>	0,005 (Real)	0,001 (Real)

En la tabla superior se muestra el notable incremento del daño a la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) cuando se aplicó la emulsión inversa reversible base agua en el pozo RG-239, por ende el fluido de baja densidad no fue efectivo para reducir el daño generado por la Salmuera de Cloruro de Sodio.

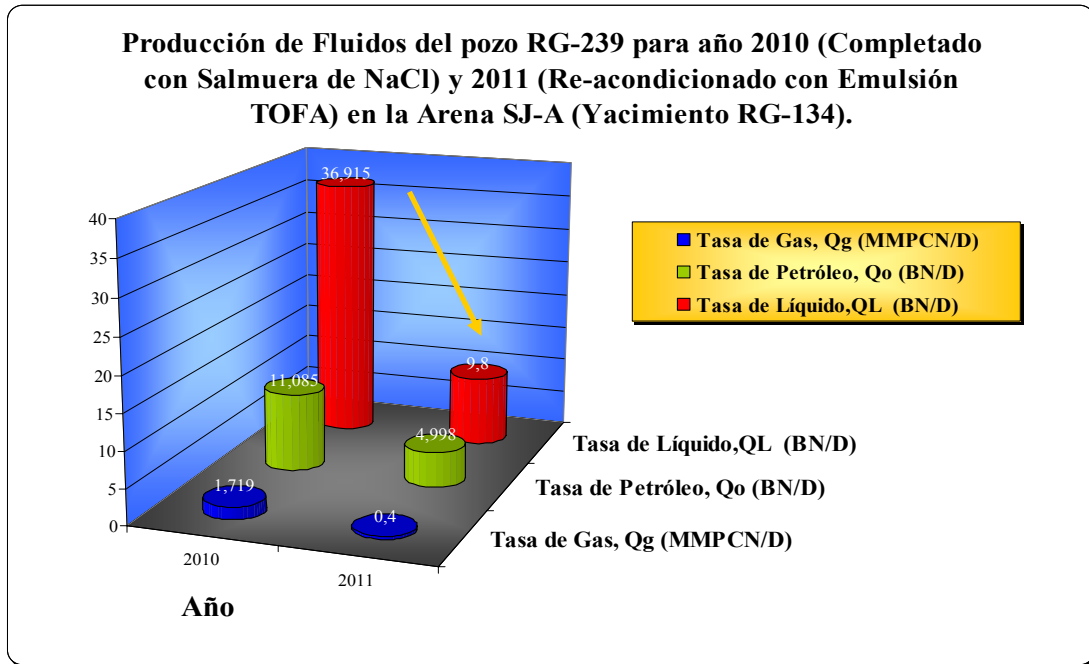


**Gráfico 5.98. Daños Generados a la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

Al observar los resultados obtenidos del valor el daño para cada fluido de completación como se muestra en la grafica superior, se puede decir que no se debía aplicar el Nuevo Sistema TOFA para la arena SJ-A (Yacimiento RG-134), ya que el daño con la Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl) fue de menor valor ( $S=17$ ) con respecto al obtenido con la nueva tecnología ( $S= 87,5$ ), por lo tanto, el daño total generado a la formación fue de 104,5 por la influencia de ambos fluidos utilizados en el pozo.

El Factor Skin generado en el yacimiento RG-134 perteneciente a la formación San Juan redujo considerablemente las tasas de fluidos obtenidas en superficie, en el caso de la tasa de líquido descendió en un 73,45% produciendo 9,8 BN/D, en esta tasa se incluye los 4,802 BN/D de agua producida para el año 2011, debido a que este valor es menor al medido en el año 2010 ( $Q_w= 25,83$  BN/D) se corrobora el bloqueo porosidad de la formación por la emulsión TOFA, ya que el agua producida en el año 2010 se registraron altos volúmenes de agua producidos en

superficie, causando daño a la formación por bloqueo por agua producto de la alta saturación de este fluido en la cercanías del pozo RG-239.



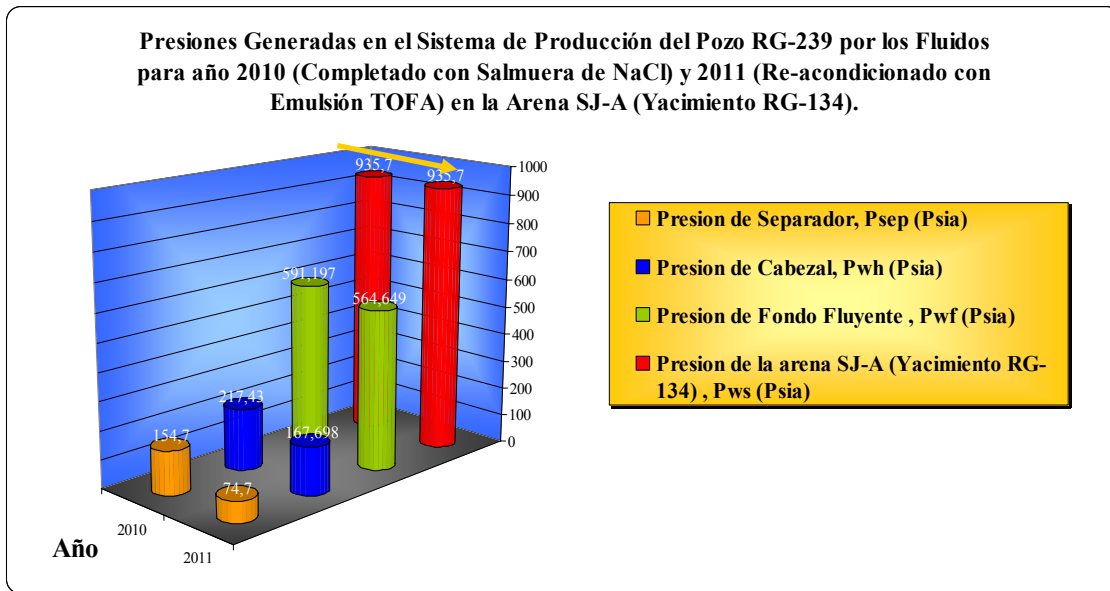
**Gráfico 5.99. Producción de Fluidos del pozo RG-239 para año 2010 (Completado con Salmuera de NaCl) y 2011 (Re-acondicionado con Emulsión TOFA) en la Arena SJ-A (Yacimiento Rg-134).**

En el caso de la producción de Petróleo para el año 2011 después de haber re-acondicionado el pozo RG-239 con el Nuevo Sistema TOFA, descendió la producción en un 54,91% con respecto al año 2011, por lo que el daño a la formación con un valor de 104,5 obstruyó el drenaje del fluido hacia el pozo, minimizando la movilidad del crudo en la formación debido a la reducción de la permeabilidad al petróleo. Para PDVSA Gas la obtención de 4,999 BN/D de crudo en superficie significa pérdidas desde el punto de vista económico, porque para el año 2010 ésta arena con la misma presión producía mayor volumen de petróleo con una cantidad de 11,085 BN/D, entonces gran parte de las fracciones pesadas del hidrocarburo se están

quedando en la formación debido al daño a la formación generado por la emulsión TOFA empleada en el pozo.

Con respecto a la producción de gas para el año 2011 ocurrió lo mismo que la producción de petróleo, también descendió la producción de gas pero en un 76,73% al obtenido en el año 2010. A pesar que el daño generado a la formación de 104,5 fue muy elevado hay que tomar en cuenta que la producción de fluidos en el pozo RG.239 para la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) se realizó con una tubería de menor diámetro de 2-7/8” y un reductor mas pequeño de 3/8” en comparación a la configuración Monobore utilizada en el año 2010 con una tubería de 5-1/2” y un reductor de 7/8”. Por lo tanto, bajo la nueva completación sencilla selectiva del 2011, se obtendrá menor volumen producido porque la configuración del pozo puede manejar menos caudal hacia la superficie.

Aunque existe una baja de producción de fluidos cuando se toma en cuenta las presiones obtenidas en el sistema de producción, se observa que la configuración del pozo RG-239 para el año 2011 se tiene una mayor caída de presión de 371,051 Psia entre en yacimiento y el fondo del pozo para producir fluidos con respecto al obtenido en el año 2010, esto ocurre por la colocación de una tubería de producción y un estrangulador de menor diámetro en la primera nombrada, además se adiciona del daño generado de 104,5 en la arana SJ-A (Yacimiento RG-134) el cual impide la buena movilidad de los fluidos hacia el pozo, por lo que se estima que la presión del reservorio bajo la nueva completación y el daño generado a la formación en el 2011 declinará rápidamente la presión y con un descenso de producción de fluidos en comparación a la configuración Monobore del pozo y el factor skin obtenido para el año 2010 (S=17).

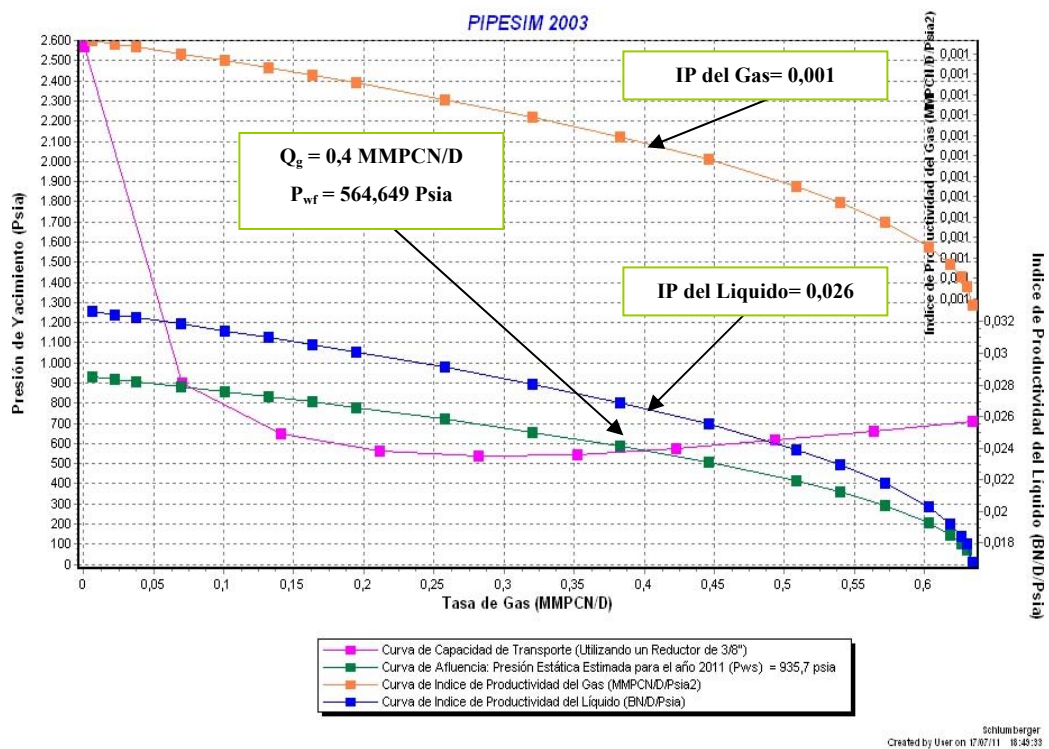


**Gráfico 5.100. Presiones Generadas en el Sistema de Producción del Pozo RG-239 por los Fluidos para año 2010 (Completado con Salmuera de NaCl) y 2011 (Re-acondicionado con Emulsión TOFA) en la Arena SJ-A (Yacimiento Rg-134).**

El daño a la formación producto de la emulsión TOFA influyó en las presiones obtenidas en el resto del sistema, ya que como se obtuvo una menor presión de fondo fluyente registrada para la configuración del pozo RG-239 con tubería 2-7/8 en el año 2011, se registró menor presión de cabezal para levantar la columna de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie y por ende una menor presión de separación para separar las fases (petróleo, gas, agua y sólidos) todo esto en comparación con las presiones obtenidas en el sistema de producción generada con la configuración Monobore en el año 2010.

Una de las causas mas importante del descenso de la producción de fluidos en el año 2011, se debe a que el daño de 104,5 generado durante el re-acondicionamiento del pozo RG-239 con el Nuevo Sistema TOFA en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134), el cual afectó el índice de productividad de la formación (IP),

disminuyendo para el año 2011 un 75,47% del IP del líquido que se tenía en el 2010, por lo que el Yacimiento RG-134 tiene un potencial de producción reducido de 0,026 BN/D/Psia para el 2011. En el caso del Índice de productividad del Gas también fue afectada, descendiendo en un 80%, teniendo el reservorio un potencial del gas de 0,001 MMPCN/D/Psia<sup>2</sup> para la misma fecha. Por lo tanto se presume que el daño generado por la emulsión causo obstrucción en la porosidad y reducción de la permeabilidad en la formación, porque la productividad del pozo fue afectada, la cual esta relacionada con el daño generado en a la formación.

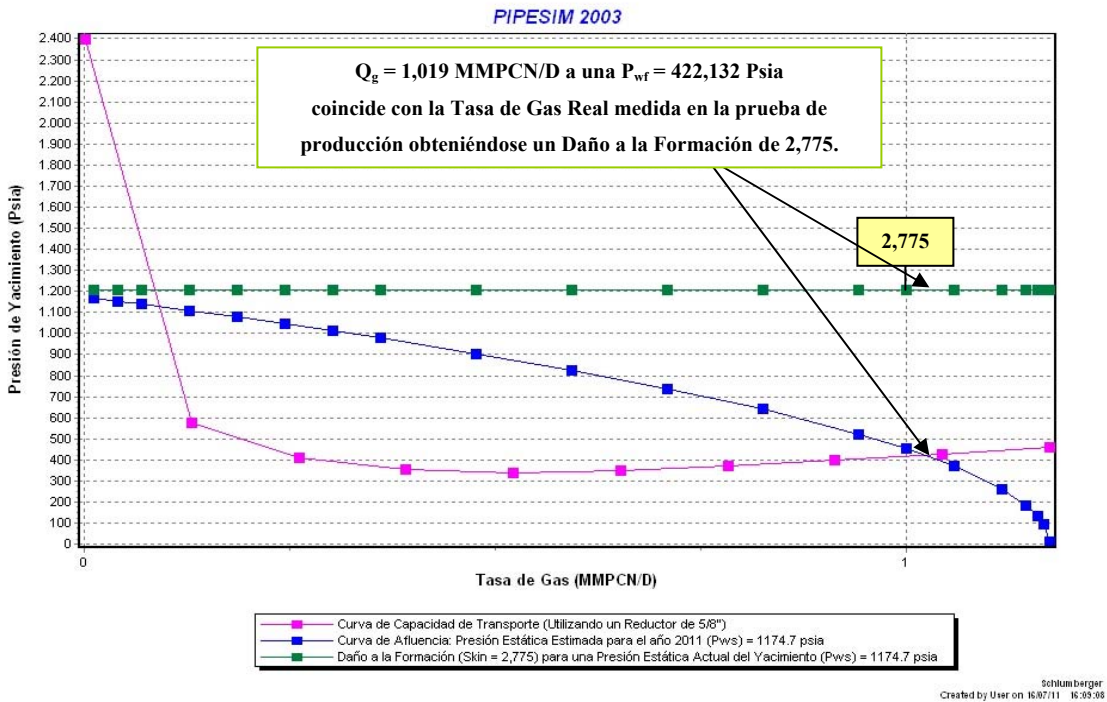


**Gráfico 5.101. IPR del Pozo RG-239 en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).  
Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas con Daño a la  
Formación (S=104,5).**

### 5.2.6.2.2. Sensibilidades Realizadas para la Determinación del Daño a la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) en el Pozo Direccional RG-280.

Para la simulación del pozo direccional RG-280 con el simulador PIPESIM, se trabajó como un pozo horizontal y luego se ajustó el Surveys o el ángulo de inclinación del pozo para indicar su direccionalidad. En el diseño del pozo se colocó el nodo solución en el fondo del pozo, al frente de la cara de la arena ME-C (Yacimiento RG-29) y se procedió a sensibilizar el daño a la formación, obteniéndose lo siguiente:

- Valor del Daño Verdadero a la Formación (S).



**Gráfico 5.102. Determinación del Daño a la Formación de la Arena ME-C (Yacimiento RG-29) del pozo RG-280.**

De acuerdo al resultado obtenido, la emulsión inversa reversible base agua aplicada al pozo RG-280 en el re-acondicionamiento de la arena ME-C (Yacimiento RG-29) produjo un daño a la formación de 2,775. Este valor incluye el daño generado durante la completación con Salmuera de Cloruro de Sodio en la misma arena ( $S=1,65$ ), por lo tanto, el Factor Skin generado por el Nuevo Sistema TOFA fue de 1,125. Como el valor del daño es mayor a cero ( $S>0$ ) las condiciones del pozo es dañado.

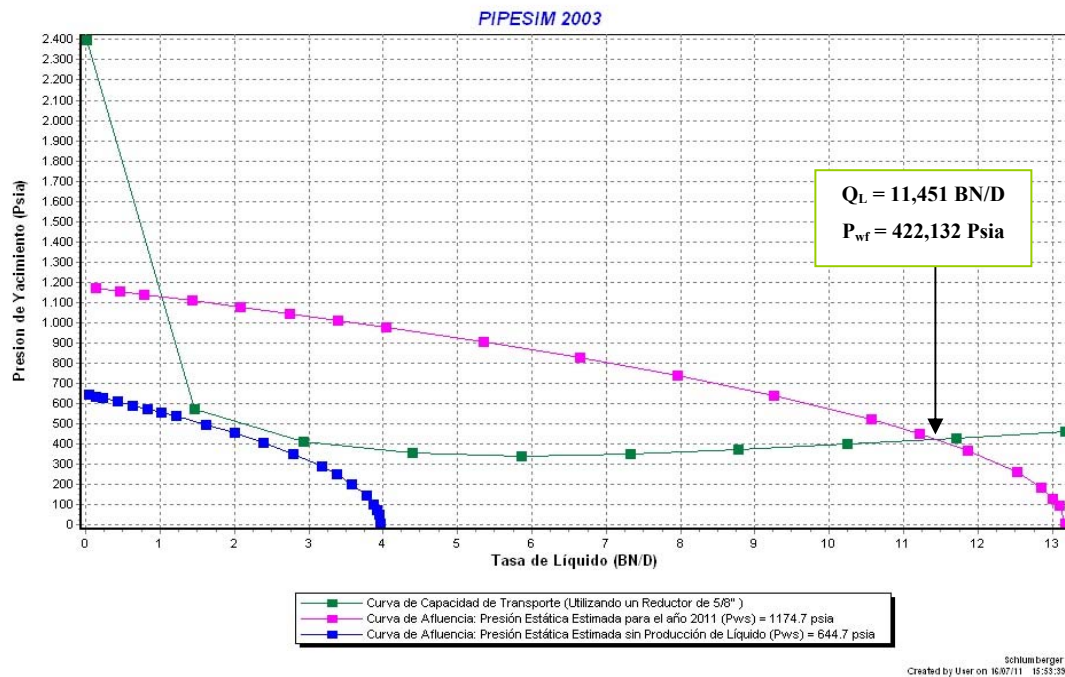
Como el daño total a la formación después de aplicar la emulsión TOFA fue superior al skin obtenido con Salmuera de Cloruro de Sodio, no se minimizó el daño a la arena ME-C (Yacimiento RG-29). El Factor Skin puede deberse por incompatibilidad de los fluidos de la formación con el Nuevo Sistema TOFA, ya que según el Sumario de Operaciones (DIMS for Windows) para la fecha 25/03/2011 se perdió estabilidad de la emulsión, el cual la densidad de lodo se encontraba en 7,2 Lb/gal. y disminuyó a 6.8 Lb/gal, por lo que se acondicionó la reología a 7,4 Lb/gal. Posiblemente durante el rompimiento de la emulsión parte de fase dispersa (aceite) se filtró hacia la formación, aumentando el daño generado por bloqueo en los canales permeables de la arena ME-C, obstruyéndose así la trayectoria de los fluidos de la formación hacia el pozo. Además con el rompimiento de la emulsión se presume que el Nuevo Sistema TOFA presenta cierta incompatibilidad con el hidrocarburo o el agua de formación que contiene la arena ME-C (Yacimiento RG-29), por ende el activador Monoetanolamina (MEA) que se encuentra diluida en la fase continua (agua) de la emulsión, al filtrarse hacia la formación actuará como bloqueante cuando entre en contacto con los fluidos de la formación por presentar incompatibilidad.

La utilización del Nuevo Sistema TOFA como fluido de completación no ocasionó todo el daño a la formación, gran parte del daño se debió al recañoneo de los intervalos de la arena ME-C para aumentar el área de flujo, para ello se utilizó una cañón 4-1/2" (alta penetración), el cual genera disparos profundos y produce una zona compactada que reduce la permeabilidad en la formación.



Sin embargo, el daño ocurrido en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) cuando se aplicó la emulsión TOFA en el pozo RG-280, no fue tan severo como sucedió en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) cuando se le añadió al pozo RG-239 ( $S= 104,5$ ). Puede existir la posibilidad que la emulsión inversa reversible pueda generar un Factor Skin en función al daño original, por ejemplo si su valor es alto se obtendrá un Factor Skin elevado al aplicar el Nuevo Sistema TOFA y lo contrario sucederá si inicialmente el daño es bajo.

➤ Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación ( $S=2,775$ )

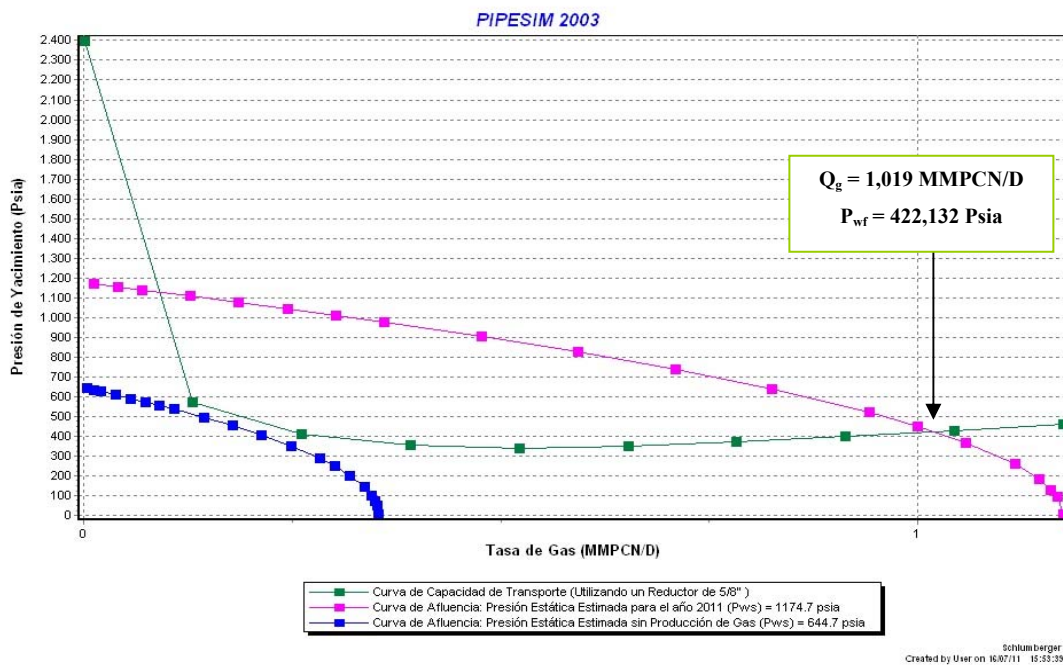


**Gráfico 5.103. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29). Estimación de la Tasa Óptima de Líquido con Daño a la Formación ( $S=2,775$ ).**

Con los resultados del Análisis Nodal efectuado en el pozo RG-280, se estima que la arena ME-C (Yacimiento RG-29) produce una tasa de líquido de 11,451 BN/D

a una presión de fondo fluyente de 422,132 Psia, de los cuales 4,008 BN/D corresponde a la producción de petróleo, mientras que 7,443 BN/D es de agua producida. La producción de fluidos se debe a la nueva configuración del pozo sencillo selectivo con el mismo diámetro de la tubería de 2-7/8" utilizado en la completación original cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio en el pozo, el cambió del reductor a uno de mayor diámetro de 5/8", y un daño a la formación con un valor de 2,775. Se estima que la arena ME-C (Yacimiento RG-29) dejará de producir líquidos cuando se llegue a una presión de formación de 644,7 Psia.

➤ Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=2,775).

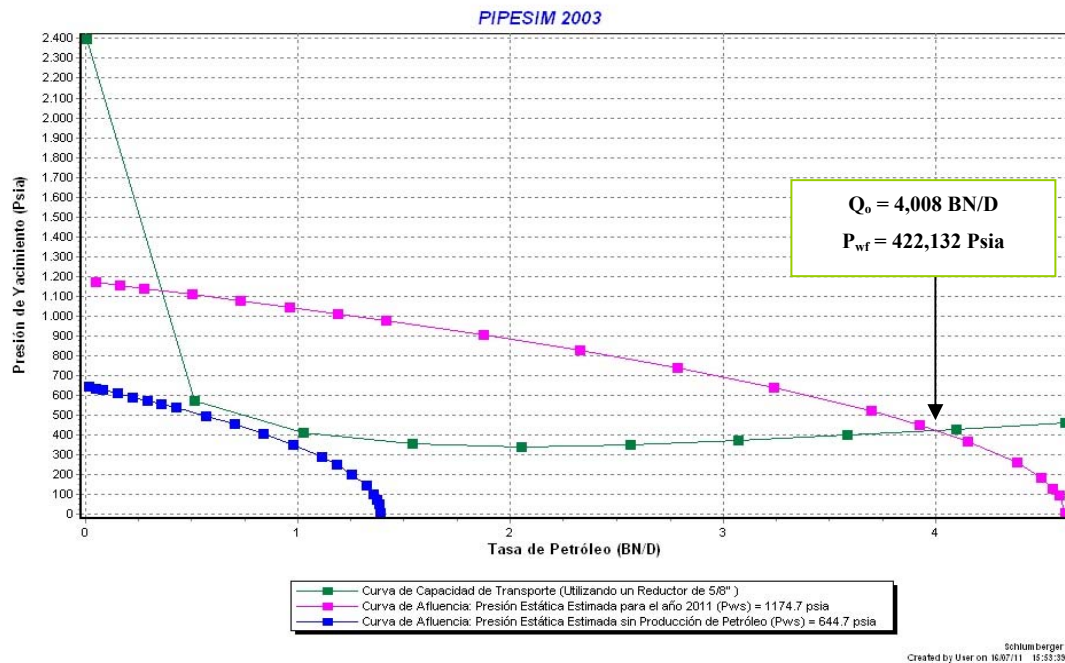


**Gráfico 5.104. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).  
Estimación de la Tasa Óptima de Gas con Daño a la Formación (S=2,775).**

La arena ME-C (Yacimiento RG-29) produce 1,019 MMPCN/D de gas a una presión de fondo fluyente de 422,132 Psia, producto de una nueva configuración del pozo sencilla selectiva con una tubería de producción de 2-7/8" un reductor de 5/8" y un

daño generado a la formación de 2,775 para el año 2011. Se estima que la arena ME-C (Yacimiento RG-29) dejará de producir gas cuando se llegue a una presión de 644,7 Psia.

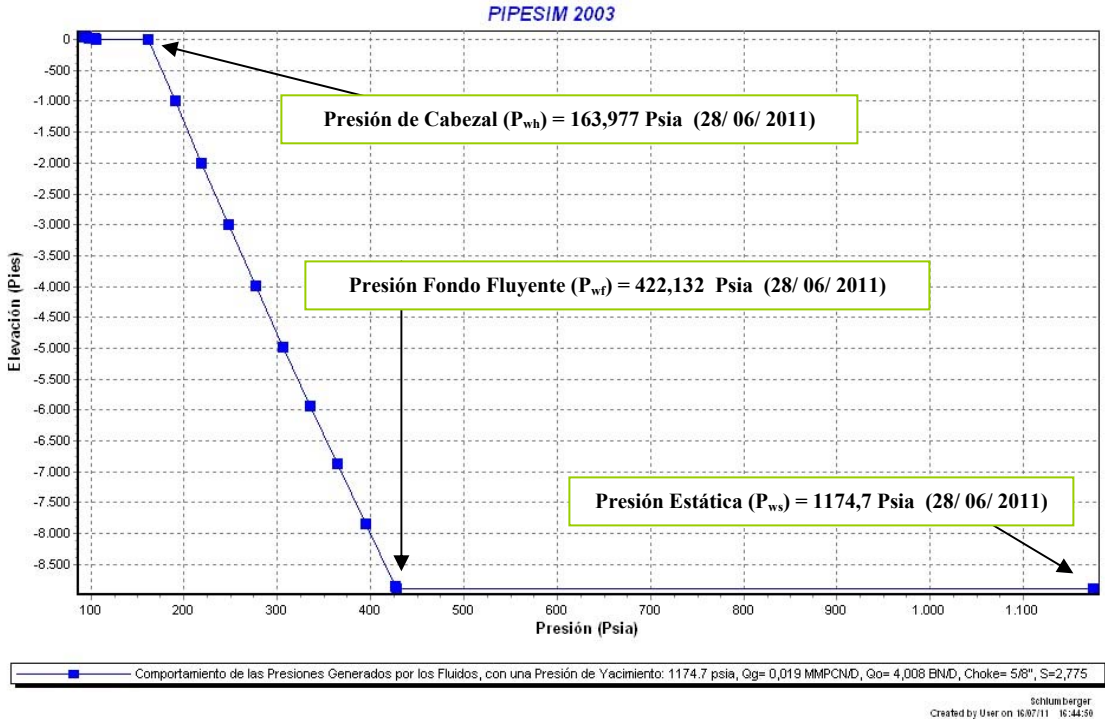
➤ Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=2,775).



**Gráfico 5.105. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).  
Estimación de la Tasa Óptima de Petróleo con Daño a la Formación (S=2,775).**

Para la fecha de 28/06/2011 la arena ME-C (Yacimiento RG-29) a través del pozo RG-280 se produce una tasa de 4,008 BN/D de petróleo a una presión de fondo fluente de 422,132 Psia. La tasa producida se debe a la nueva configuración del pozo sencillo selectivo con una tubería de 2-7/8", un nuevo reductor utilizado de 5/8" y el daño generado de 2,775.

➤ Comportamiento de las Presiones Generadas por los Fluidos.



**Gráfico 5.106. Comportamiento de las Presiones Generados por los Fluidos, con una Presión de Yacimiento de 1174.7 psia,  $Q_g= 0,019$  MMPCN/D,  $Q_o= 4,008$  BN/D, Choke= 5/8" y un  $S=2,775$ .**

De acuerdo a los resultados obtenidos, la presión de yacimiento de 1174,7 Psia para la fecha de 28/06/2011 en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) se produce a una presión de fondo fluyente de 422,132 Psia, generando una primera caída de presión entre el reservorio y el fondo del pozo de 752,568 Psia, la cual se mejoró con respecto al que se tenía en el año 2010, debido al incremento del área de drenaje en la formación cuando se le realizó el recañoneo de los intervalos en la arena ME-C.

La presión de cabezal obtenida fue de 163,977 Psia, teniendo una segunda caída de presión en el sistema de producción de 258,155 Psia, generada por la nueva configuración sencilla selectiva con tubería de 2-7/8" del pozo RG-280, el cual posee un diámetro interno de 2,441 pulg. y una rugosidad de 0,001 pulg. y el cambio del diámetro del reductor de 5/8". Adicionalmente se le adiciona el aumento de la tasa producida en el pozo donde se requiere mayor caída de presión para poder levantar la columna hidrostática desde el fondo del pozo hasta la superficie.

El pozo que inicialmente fue establecido para producir fluido a una presión de separación de 84,7 Psia, originó una tercera caída de presión del sistema con 79,277 Psia, el cual, se le atribuye a los 2,1 Kilómetros de longitud en la línea de flujo, 3,826 pulg de diámetro interno de la tubería, 0,001 pulg de rugosidad, e igualmente que el caso del pozo RG-239 se le incorpora la transferencia de calor usado para la línea que fue del tipo desnuda (al Aire) generando 20,0 BTU/hr/pie<sup>2</sup> y el tipo de separador usado para la prueba de producción puede afectar la caída de presión.

Por lo tanto, la nueva completación sencillo selectivo con tubería 2-7/8" utilizado para el pozo RG-280 en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) genera una caída de presión total de 1090 Psia durante el desplazamiento de los fluidos desde el reservorio hasta el separador.

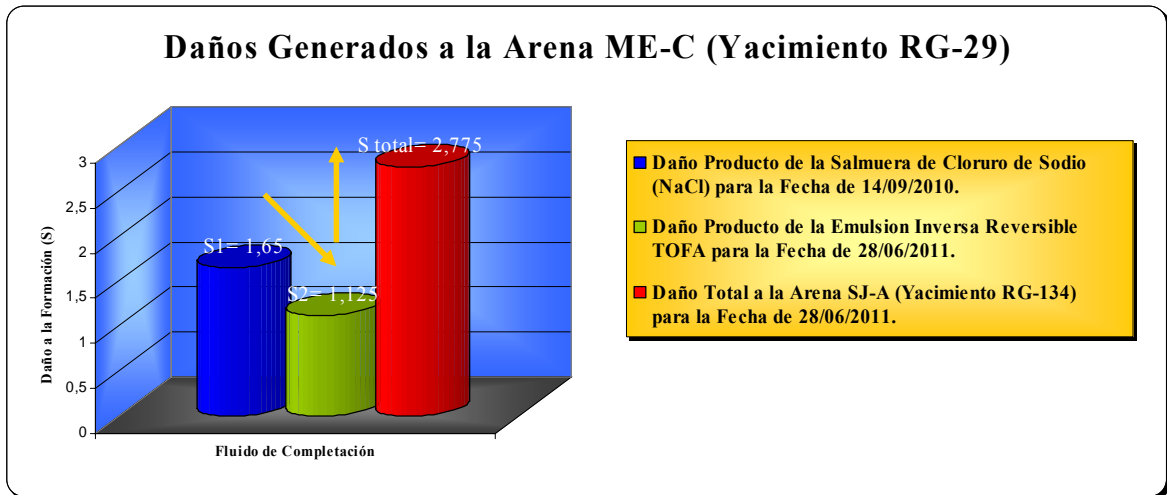
- Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-280 cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio para la fecha 04-08-2008 con respecto al Nuevo Sistema TOFA el 28/06/2011.

**Comparación del Análisis Nodal Realizado en el Pozo RG-280 cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio para la fecha 04-08-2008 con respecto al Nuevo Sistema TOFA el 28/06/2011.**

	<b>Arena ME-C (Yacimiento RG-29) en cuando se aplicó Salmuera de Cloruro de Sodio para la Fecha de 04-08-2008. ( Tubing 2-7/8”)</b>	<b>Arena ME-C (Yacimiento RG-29) en cuando se aplicó el Nuevo Sistema TOFA para la Fecha de 28/ 06/ 2011. (Tubing 2-7/8”)</b>
<b>Daño</b>	1,65	2,775
<b>Q<sub>L</sub> (BN/D)</b>	4,777	11,451
<b>Q<sub>g</sub> (MMPCN/D)</b>	0,885	1,019
<b>Q<sub>o</sub> (BN/D)</b>	3,106	4,008
<b>P<sub>ws</sub> (Psia) (Mayo 2008)</b>	1174,7*	1174,7*
<b>P<sub>wf</sub> (Psia)</b>	397,569	422,132
<b>P<sub>wh</sub> (Psia)</b>	204,111	163,977
<b>P<sub>sep</sub> (Psia)</b>	114,7	84,7
<b>Reductor (Pulg)</b>	1/2”	5/8”
<b>IP Líquido (BN/D/Psia)</b>	0,006 (Real)	0,015 (Real)
<b>IP Gas (MMPCN/D/Psia<sup>2</sup>)</b>	0,001 (Real)	0,001 (Real)

De acuerdo a los resultados obtenidos, la emulsión inversa reversible base agua aumentó levemente el daño inicial que se tenía en la formación desde 1,65 a 2,775 luego de aplicar la salmuera de Cloruro de Sodio al pozo RG-280, ya que la emulsión TOFA solo ocasionó un Factor Skin de 1,125 en la arena ME-C (Yacimiento RG-29).

Por lo tanto el Nuevo Sistema TOFA causó menos daño en la formación en comparación cuando se utilizó salmuera de sodio.

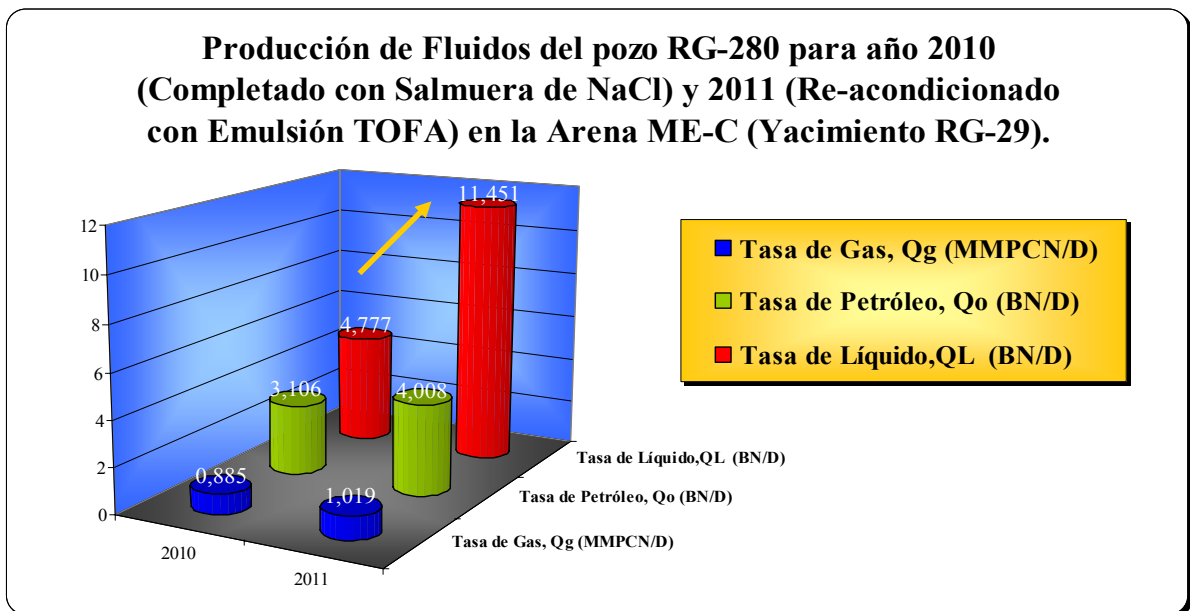


**Gráfico 5.107. Daños Generados a la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).**

Aunque el Nuevo Sistema TOFA tuvo mejor eficiencia para generar un menor daño con respecto a la Salmuera de Cloruro de Sodio (NaCl), la primera nombrada no garantizó la reducción del Factor Skin que inicialmente contenía la arena ME-C (Yacimiento RG-29), debido al recañoneo que se le realizó en la formación para aumentar el área de flujo. Por lo tanto, la Nueva Tecnología TOFA tiene deficiencia en la limpieza en el hoyo, porque no garantizó la reducción del daño en la arena ME-C y lo mismo ocurrió en el pozo RG-239 cuando se completo con el mismo fluido la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).

Con la nueva completación sencilla selectiva con tubería de 2-7/8", el cambio del reductor de 5/8" y un daño a la formación de 2,775 la arena ME-C (Yacimiento RG-29) se aumentó la producción de líquidos a través del pozo RG-280 en un 58,28%, elevando la producción que se encontraba en el 2010 con una tasa de 4,777 BN/D y en el 2011 luego del re-acondicionamiento del pozo con emulsión TOFA

pasó a producir 11,451 BN/D, en donde 4,008 BN/D corresponde a la producción de petróleo y 7,443 BN/D es de agua, por lo tanto, en el Yacimiento RG-29 la energía hidráulica está desplazando a los hidrocarburos hacia el pozo convirtiéndose en una energía adicional para la producción de fluidos en el año 2011, pero dado el elevado valor a la tasa de agua, se presume que el acuífero (considerado de baja actividad en la descripción del yacimiento) se está canalizado hacia el pozo RG-280 y se podría afectar la producción de hidrocarburos si continua incrementándose la saturación de agua en las cercanías del pozo porque reduciría la permeabilidad del petróleo y gas.



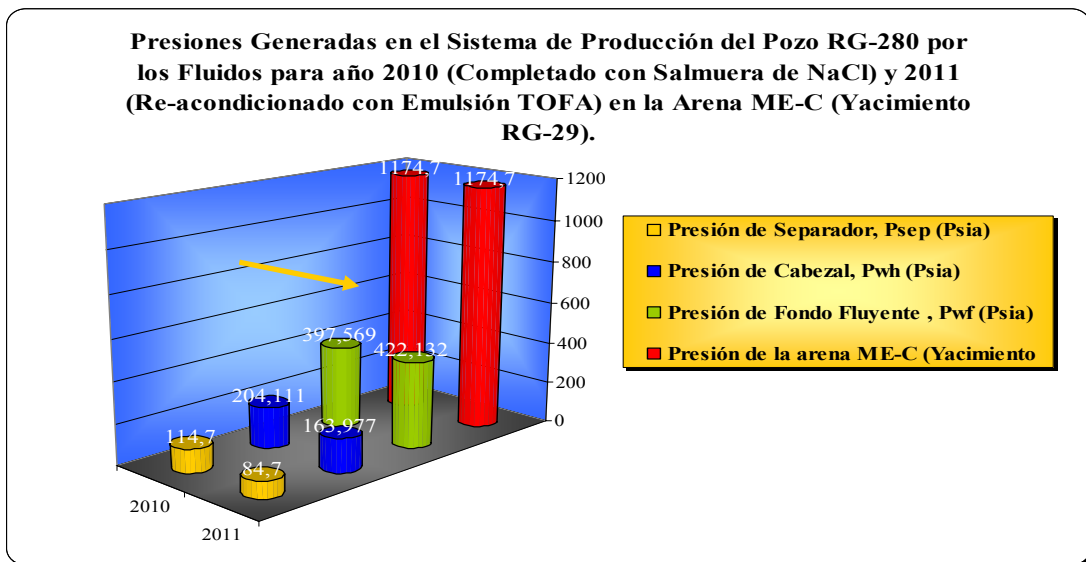
**Gráfico 5.108. Producción de Fluidos del pozo RG-280 para año 2010  
(Completado con Salmuera de NaCl) y 2011 (Re-acondicionado con Emulsión  
TOFA) en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).**

En el caso de la producción de gas bajo la nueva configuración del pozo RG-280 se incrementó en un 13,15%, mientras que la de petróleo se elevó en un 22,5% en el año 2011 con respecto a la tasa de gas y petróleo registrada en el 2010. La alta producción de fluidos se debe al recañoneo de los intervalos en la arena ME-C



(9010`-9030`y 9062`-9082`) con un cañón 4-1/2” (Alta penetración) de 6TPP, la cual mejoró los canales de flujo hacia el pozo, pero a su vez dicha profundidad del disparo permitió el desplazamiento del agua proveniente del acuífero hacia el pozo cuya consecuencia es el aumento de la producción de agua en el pozo RG-280.

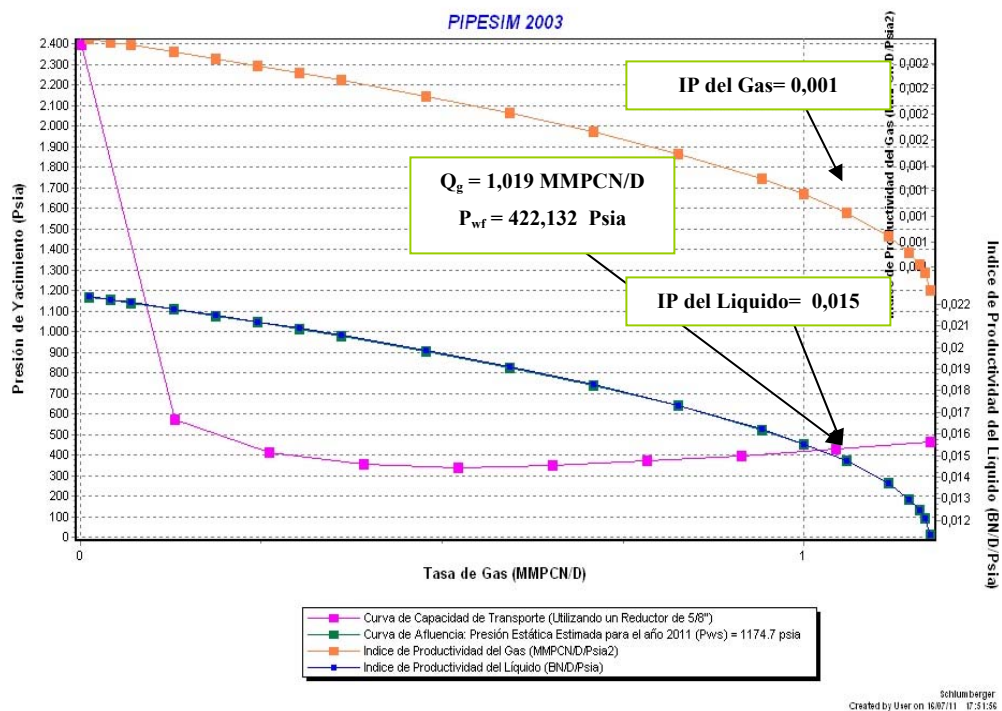
La nueva completación sencilla selectiva con tubería de 2-7/8” genera una menor caída de presión de 752,568 Psia entre el reservorio y el pozo RG-280, con respecto a la completación Dual que tenía el mismo pozo con sartas de 2-7/8” (777,131 Psia), por lo que la nueva completación garantiza la conservación de la energía del reservorio. Sin embargo la nueva completación del 2011 genera mayores pedidas de presión en el resto del sistema de producción hasta llegar al separador (1090 Psia), al que se tenía con la completación en el 2010 (1060 Psia).



**Gráfico 5.109. Presiones Generadas en el Sistema de Producción del Pozo RG-239 por los Fluidos para año 2010 (Completado con Salmuera de NaCl) y 2011 (Re-acondicionado con Emulsión TOFA) en la Arena SJ-A (Yacimiento RG-134).**

Con respecto al índice de productividad (IP) del líquido obtenido con un valor de 0,015 BN/D/Psia en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) después de completar con la emulsión inversa reversible TOFA en el pozo RG-280 para el año 2011, se aumentó el potencial de producción en un 60% respecto al IP registrado cuando en el 2010 donde se utilizó Salmuera de Cloruro de Sodio como fluido de completación. El incremento se debe al aumento al recañoneo realizado en la arena profundizando los canales para el desplazamiento del fluido desde el reservorio hacia el pozo y la nueva completación que genera menores caídas de presión entre la formación y el pozo, pero dicho potencial nunca se hubiera tenido si el Nuevo Sistema TOFA no hubiera generado un daño no tan grave en la formación, por lo que la nueva tecnología funcionó en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) para garantizar su potencial de producción de líquido. Sin embargo, en la arena ME-C se produce mayormente es agua proveniente de un acuífero que esta en contacto con el yacimiento y realiza un barrido del petróleo hacia el pozo incrementando su producción a través del RG-280, debido a que la tasa obtenida en la fecha de 28/06/2011 fue de 7,008 BN/D de agua y 4,008 BN/D de petróleo, por lo tanto el índice de productividad del líquido mejoró fue la producción de agua (65%) y en menos proporción la de petróleo (35%).

Por último el índice de productividad del gas se mantuvo igual a 0,001 MMPCN/D/Psia<sup>2</sup>, pero en este caso debido al incremento del área del flujo producto del recañoneo se obtendrá mayores tasas de gas a menores caídas de presión en el año 2011 con respecto a la producción obtenida para el año 2010.



**Gráfico 5.110. IPR del Pozo RG-280 en la Arena ME-C (Yacimiento RG-29).  
Estimación del Índice de Productividad del Líquido y Gas sin Daño a la  
Formación (S=2,775).**

## CONCLUSIONES

1. Las arenas SJ-A en los yacimiento RG-134 y JM-210 se correlacionan geologicamente pero no coinciden en las propiedades petrofísicas y tampoco en el reservorio, donde las mejores propiedades se encuentran en el yacimiento JM-210 (14% de porosidad y 95 mD de permeabilidad).
2. La configuración Monobore con tubería 5-1/2" del pozo RG-239 y JM-210 en la arena SJ-A no fue eficiente, obteniéndose bajos caudales de producción a muy bajas presiones.
3. La arena ME-C perteneciente al yacimiento RG-29 presenta buenas condiciones petrofísicas (12% de porosidad y 47 mD de permeabilidad).
4. La Formulación de la emulsión inversa reversible (Nuevo Sistema TOFA) puede aplicarse a yacimientos de baja presión, presentando estabilidad a una temperatura de 350 °F y capacidad de soportar una concentración de KCL hasta 18,0 Lbs, mientras la Tecnología INTEFLOW® solo presenta estabilidad termica por debajo de los 300 °F y tolera hasta 1,0 Lb de sal.

5. El costo de la formulación de la emulsión inversa reversible con el Nuevo Sistema TOFA es el mas rentable para el año 2011, en los trabajos de completación de pozos que desarrolla PDVSA Gas en el Área Mayor de Anaco con Bs.F. 482.049,12 (US.\$ 112.104,45) y la mas costosa es la emulsión con TOFA Internacional con un precio Bs.F. 740.519,81 (US.\$ 172.213,91).
  
6. El Costo del Surfactante del Nuevo sistema TOFA se pueden completar hasta nueve pozos en el Área Mayor de Anaco con respecto al generado por el activador INTEFLOW® y cuatro pozos en comparación con la TOFA Importada.
  
7. En en pozo RG-280 se logró el éxito volumetrico al completar con emulsion inversa reversible en la arena ME-C (yacimiento RG-29) y en el pozo RG-239 no se obtuvo el éxito volumetrico al completar la arena SJ-A (yacimiento RG-134).
  
8. La Salmuera de Cloruro de Sodio aplicada en el pozo RG-239 para completar la arena SJ-A (yacimiento RG-134) no fue eficiente para minimizar el daño generado por la emulsión inversa base aceite utilizada durante la perforación. En el caso de la arena ME-C (yacimiento RG-29) la perforación del hoyo no generó un daño elevado y la salmuera mejoró la limpieza del mismo.
  
9. La emulsión inversa reversible no garantizó la reducción del daño a la formación generado por la salmuera de Cloruro de Sodio, con un daño elevado de 104,5 en

la arena SJ-A (Yacimiento RG-134) y en la arena ME-C (Yacimiento RG-29) fue leve de 2,775.

## RECOMENDACIONES

1. Estimular con una barra propelente 2-1/8" para disminuir el daño a la formación y mejorar la productividad del pozo en la arena SJ-A (Yacimiento RG-134).
2. Cañonear en la arena ME-C en el pozo RG-280 en los intervalos 9002' - 9008' y 9032' - 9060' a fin de que ocurra un buen drenaje de las reservas recuperables de petróleo, ya que cuenta con 5450 MBN que pueden extraerse hasta la superficie.
3. Extraer un núcleo representativo de las arenas propuestas a completar y realizar una prueba de retorno de permeabilidad, a fin de comparar el valor del daño estimado por movilidad del fluido con el obtenido por sensibilidad en el Simulador PIPESIM.
4. Completar pozos futuros con tuberías de menor diámetro que intercepten yacimientos de baja presión en el Área Mayor de Anaco, debido a que el estudio de este proyecto demuestra que no hay un buen caudal de gas en ambas arenas SJ-A (Yacimiento RG-134 y JM-99) para poder levantar la columna de líquidos con la original configuración Monobore con tubería de 5-1/2" en los pozos RG-239 y JM-210 respectivamente.

5. Realizar una prueba de compatibilidad de los hidrocarburos contenidos en los yacimientos interceptados por los pozos RG-239, RG-280 y JM-210 con el Nuevo Sistema TOFA, a fin de observar si puede el fluido del reservorio causar inestabilidad de la emulsión inversa reversible.
6. Realizar pruebas de estabilidad estática y dinámica para el Nuevo Sistema TOFA, utilizando concentración de sal diferente al KCL.
7. Aplicar el Nuevo Sistema TOFA para completar yacimientos con buenas condiciones petrofísicas, ya que el estudio en los pozos demostró que el fluido de completación en el pozo RG-280 incrementó muy poco el daño a la formación porque la arena ME-C (yacimiento RG-29) contiene una buena porosidad y permeabilidad.
8. Evitar el uso del cañon Casing Gun para yacimientos de baja presión, por las condiciones de sobre balance que debe existir entre el pozo y el yacimiento, la cual trae como consecuencias que partículas trituradas y generadas por el jet del disparo del cañon queden obstruyendo las gargantas porales, agravándose así el daño a la formación.



## BIBLIOGRAFIA

1. Salas R., **“Estudio del Tamaño de Partículas para la Perforación de Formaciones Problemáticas en Pozos del Distrito Anaco”**, Puerto la Cruz, Venezuela (2009).
2. Funkhouser, H., Cass, L. and Hedberg, H., **“Santa Ana, San Joaquín, Guarío, and Santa Rosa Oil Fields (Anaco Fields), Central anzoátegui, Venezuela”**: AAPG Bulletin (1948).
3. Schlumberger, **“Well Evaluation Conference: WEC”**. Schlumberger Oilfield Services. Caracas, Venezuela (1997).
4. González de Juana, C., Iturralde, J. M. y Picard, X., **“Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”**, Caracas, Venezuela, Ediciones Foninves, 1328p (1980).
5. Murany E., **“Tectonic Basis for Anaco Fault, Eastem Venezuela”**: AAPG Bulletin (1972).
6. PDVSA- INTEVEP, **“Código Estratigráfico de las Cuencas petroleras de Venezuela”**. Venezuela (2005).  
[Documento en Línea]. Disponible [www.pdv.com/lexico](http://www.pdv.com/lexico)
7. Griffin W., **“Classificaction Surface Active Agents by HLB”**. J. Soc. Cosmetic Chemists.1: 311 (1949).

8. Winsor P., **“Solvent Properties of Amphiphilic Compounds”**. Butterworths, London. (1954).
9. Syde, A. y Bowman, M., **“Fluidos de Perforación de Emulsion Reversible Para un Mejor Desempeño del Pozo”**. Chevron texaco, Houston, Texas. (2005)
10. Carrasco L., **“Cartera de Proyectos 2006 de la Gerencia Técnica de Construcción y Mantenimiento de Pozos de PDVSA-Intevep”**. PDVSA Intevep, Venezuela (2006).
11. Fuente: Autoría Propia.
12. Ortega A., Molero, J., Rivas A., Sánchez, A. y Hernández, J., **“Fluidos de Perforación”**. CIED, Venezuela. (2002).
13. Arellano J., Medina N., Blanco J., Ojeda A. y Gutierrez X., **“Industrialización del TOFA para producir insumos de la Industria Petrolera Nacional”**, Gerencia Técnica de Construcción y Mantenimiento de Pozos (EPCP), PDVSA Intevep, Venezuela (2008).
14. Ventresca M., Toro F., Guzmán J. y Zambrano D., **“Evaluación del Daño a las Formaciones de Interés”**. PDVSA INTEVEP-MI SWACO, VII Seminario Internacional de Fluidos de Perforación, Completación y Cementación de Pozos (2008).
15. Sogso V., **“Determinación del Daño de Formación en Yacimientos Petrolíferos del Campo Canonaco por Simulación en Laboratorio”**, Tesis de Grado, Universidad del Ecuador (2009).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO**

<b>TÍTULO</b>	<b>ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA QUE EJERCEN LAS EMULSIONES INVERSAS REVERSIBLES COMO FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EN LOS POZOS TRABAJADOS EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO EN PDVSA GAS</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>Pérez Martínez José Alejandro</b>	<b>CVLAC: 18.728.905</b> <b>E MAIL: ing.josealejandroperez@gmail.com</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALABRAS O FRASES CLAVES:**

**Emulsiones Inversas Reversibles (EIR).**

**Formulación de Emulsiones.**

**Éxito Volumétrico.**

**Daño a la Formación,**

**Productividad.**

**Área Mayor de Anaco.**

**Formación San Juan y Merecure.**

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

<b>ÁREA</b>	<b>SUBÁREA</b>
<b>Ingeniería y Ciencias Aplicadas</b>	
	<b>Ingeniería de Petróleo</b>

### **RESUMEN (ABSTRACT):**

La presente investigación muestra una novedosa tecnología en fluido de completación llamada “Nuevo Sistema TOFA”, una emulsión inversa reversible patentada por PDVSA Intevep y CVG. La necesidad de extraer hidrocarburo económicamente rentable sin la necesidad de perforar un pozo nuevo, ha promovido a PDVSA Gas de completar las arenas petrolíferas donde ha declinado considerablemente la presión. Por éste motivo en el proyecto se analizó la influencia que ejercen las emulsiones inversas reversibles como fluidos de completación en los pozos trabajados en el Área Mayor de Anaco.

Inicialmente se seleccionó los pozos RG-239, RG-280 y JM-210 los cuales presentaban yacimientos de baja presión, descenso en la producción de hidrocarburos y cuyas arenas interceptadas por los pozos estaban propuestas para ser completadas con el fluido de completación TOFA. Seguidamente se describió el yacimiento y propiedades petrofísicas de cada arena, adicionalmente se estudió el equipo de completación para su explotación. Posteriormente se investigó las formulaciones que eran utilizadas para completar los pozos en el Área Mayor de Anaco y se comparó con la nueva tecnología. Luego se analizó la producción obtenida de hidrocarburos después del re-acondicionamiento de los pozos con TOFA a fin de evaluar el éxito volumétrico y finalmente se simuló con PIPESIM para determinar el daño con la aplicación de la Salmuera de Cloruro de Sodio en los pozos en estudio y el valor obtenido con el Nuevo Sistema TOFA.

Con el estudio se obtuvo que la emulsión inversa reversible con el Nuevo Sistema TOFA presentó estabilidad a mayores temperaturas y concentraciones de KCL con respecto a la tecnología INTEFLOW® y también fue la formulación más económicamente rentable para ser utilizada como fluido de completación en los pozos en estudio del Área Mayor de Anaco. La arena SJ-A (yacimiento RG-134) presentó un daño a la formación elevado durante la primera completación del pozo RG-239 con la Salmuera de Cloruro de Sodio y se agravó en el re-acondicionamiento con TOFA. La arena ME-C (yacimiento RG-29) drenó bien las reservas de hidrocarburos con el recañoneo efectuado en el año 2011, garantizándose así el éxito volumétrico en el pozo RG-280.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>Roberto Salas</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS (X)</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>3.413.775</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>rsalasalfaro@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>María Galindo</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU (X)</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>15.514.751</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>madvgch@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Rayda Patiño</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU (X)</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>11.833.699</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>raydapatino@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU (X)</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2011	10	31
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
<b>TESIS.EIR.doc</b>	Aplicación / msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F G H I J K L M  
N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7  
8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

**Ingeniero de Petróleo**

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

**Pre-Grado.**

**ÁREA DE ESTUDIO:**

**Departamento de Petróleo.**

**INSTITUCIÓN:**

**Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS:**

**De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:**

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario.”

---

**José Alejandro Pérez Martínez**

**AUTOR**

---

**Ing. Roberto Salas**

**TUTOR**

---

**Ing. María Galindo**

**JURADO**

---

**Ing. Rayda Patiño**

**JURADO**

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**

---

**Ing. Rayda Patiño**

Coordinadora de la Subcomisión de Grado.

